

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Algoritmo de otimização de despacho de
produção elétrica considerando previsão de
produção renovável**

Bernardo Manuel Silva Leite Santos Brandão

VERSÃO DE TRABALHO

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa
Orientador no âmbito empresarial: Professor Doutor Cláudio Monteiro

Junho de 2013

Resumo

O custo de operação de um sistema elétrico de energia (SEE) varia conforme a estratégia adotada para alimentar a sua carga. O problema de despacho económico tem como objetivo produzir energia elétrica com o menor custo possível para servir de forma fiável os consumidores, reconhecendo os limites operacionais das unidades de produção e transmissão. A importância do despacho económico é cada vez maior devido aos aumentos sucessivos do consumo de eletricidade, preço do petróleo e integração de produção renovável nos SEE.

Os graves problemas ambientais causados pela emissão de dióxido de carbono para a atmosfera, consciencializaram a grande maioria dos países mundiais a investir na produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, e Portugal não foi exceção. A integração de produção renovável nos SEE tem, no entanto, os seus impactos. A grande intermitência e volatilidade de certos recursos renováveis, como o vento, introduzem uma maior incerteza e risco na operação do sistema, implicando um aumento das reservas energéticas para salvaguardar erros na previsão deste tipo de recursos e, consequentemente, um aumento dos custos de operação do sistema.

Nesta dissertação é apresentado o algoritmo desenvolvido de otimização do despacho de produção elétrica que inclui a previsão de produção renovável. Este algoritmo foi testado para a ilha de São Miguel, nos Açores, com base nos dados cedidos pela Energia dos Açores (EDA) e disponibilizados pela empresa Smartwatt, referentes ao ano de 2012. A metodologia desenvolvida tem como objetivo otimizar o custo de operação do sistema elétrico da ilha, garantindo que toda a carga é alimentada e que as unidades produtoras da central térmica não violam os seus limites técnicos, procurando entregar à rede toda a produção renovável disponível (eólica, hídrica e geotérmica).

O algoritmo de otimização é testado para diferentes valores de carga, produção renovável e riscos de operação do SEE.

Palavras-Chave: Algoritmo de Otimização, Custo de Operação, Despacho Económico, Previsão, Produção Renovável

Abstract

The cost of operating an electric energy system (EES) varies according to the strategy adopted to feed the load. The economic dispatch problem aims to produce electricity at the lowest possible cost to reliably serve consumers, recognizing the operating limits of production and transmission units. The importance of economic dispatch is increasing due to successive increases in electricity consumption, oil price and integration of renewable generation in the EES.

The serious environmental problems caused by the emission of carbon dioxide into the atmosphere, aware the vast majority of countries in the world to invest in electricity production by renewable sources, and Portugal was no exception. The integration of renewable production in the EES has, however, some impact. The large intermittency and volatility of certain renewable resources such as wind, introduce greater uncertainty and risk in the system operation, implying an increase of energy reserves to safeguard the prediction errors of this type of resources and, consequently, an increase in the system operating costs.

In this study we present the developed algorithm for optimizing the electrical dispatch including renewable production forecast. This algorithm was tested for the island of São Miguel, in the Azores, based on data provided by the Energy of the Azores (EDA) and available by the company Smartwatt, for the year 2012. The methodology aims to optimize the operation costs of the island electrical system, ensuring that the entire load is supplied and that the thermal plant production units do not violate their technical limits, trying to deliver the network all the available renewable generation (wind, hydro and geothermal).

The optimization algorithm is tested for different values of load, renewable production and risk for the EES operation.

Keywords: *Economic Dispatch, Forecast, Operation Cost, Optimization Algorithm, Renewable Production*

Agradecimentos

A realização desta dissertação está relacionada com o culminar de um ciclo marcante, não só na vida académica, mas também a nível pessoal. Esta meta não foi cortada sozinha e este é o momento de agradecer a todas as pessoas que contribuíram para o meu sucesso.

Ao meu orientador, Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, pela sua orientação e disponibilidade, pelas críticas e sugestões dadas sempre com o objetivo de enriquecer o trabalho realizado.

Ao meu orientador a nível empresarial, Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro, da empresa SmartWatt, pela simpatia e ajuda facultada durante a realização deste trabalho, e ao Eng. Bruno Santos, pelo seu companheirismo, paciência, humildade, dedicação e por contribuir para uma melhor abordagem do tema desenvolvido. O meu sincero obrigado.

Aos meus pais e irmão, por todo o apoio, confiança, compreensão e sacrifícios prestados. Por me garantirem todas as condições necessárias para triunfar, não só durante a realização deste trabalho, mas durante toda a minha vida.

À minha namorada, pelo apoio e carinho incondicional. Pela sua compreensão e presença, tanto nos bons como nos maus momentos. Pela sua força e confiança.

Finalmente, mas não menos importante, agradeço a todos os meus amigos pela amizade e apoio que me deram, principalmente aqueles que assistiram de perto ao terminar desta etapa, e os que fazem e sempre farão parte da minha vida.

O meu obrigado a todos!

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 - Enquadramento.....	1
1.1.1 - Situação Mundial	2
1.1.2 - Situação Nacional	4
1.2 - Motivação.....	5
1.3 - Objetivos	5
1.4 - Informação usada na dissertação.....	6
1.5 - Ferramentas utilizadas	6
1.6 - Estrutura da dissertação	6
Capítulo 2 Otimização do despacho de produção elétrica, considerando a produção renovável	9
2.1 - Introdução	9
2.2 - Tecnologias de produção renovável.....	10
2.2.1 - Produção Hidroelétrica.....	10
2.2.2 - Produção Eólica.....	12
2.2.3 - Produção Fotovoltaica.....	15
2.2.4 - Produção Geotérmica.....	18
2.3 - Integração da produção renovável nos SEE.....	20
2.3.1 - Importância da previsão de produção renovável	21
2.3.2 - Impactos nos mercados de eletricidade	23
2.4 - Custos da produção renovável	27
2.5 - Despacho económico	30
2.5.1 - Custos de produção das centrais térmicas.....	30

2.5.2 - Formulação do problema de despacho de centrais térmicas	32
2.5.3 - Métodos de resolução (negligenciando as perdas)	33
2.5.3.1 - Multiplicadores de Lagrange	33
2.5.3.2 - Método iterativo Lambda (λ)	35
2.5.3.3 - Método do gradiente	37
2.5.3.4 - Método de Newton	39
2.5.4 - Métodos de resolução com perdas - coeficientes B	40
2.5.5 - Inclusão de restrições de operação dos geradores	44
2.6 - Conclusões	46
Capítulo 3 Algoritmo desenvolvido para a otimização do despacho	49
3.1 - Despacho da ilha de São Miguel	49
3.2 - Estratégias adotadas para o desenvolvimento do algoritmo	56
3.2.1 - Tratamento de dados	56
3.2.2 - Metodologia desenvolvida	79
3.3 - Conclusões	85
Capítulo 4 Aplicação do algoritmo desenvolvido à rede da ilha de São Miguel	87
4.1 - Despacho para vários quantis	87
4.1.1 - Hora de vazio	88
4.1.2 - Hora de ponta	90
4.2 - Despacho para vários riscos de operação	92
4.3 - Análise comparativa com o despacho da ilha de S. Miguel	95
4.4 - Conclusões	98
Capítulo 5 Conclusões e futuros desenvolvimentos	101
5.1 - Conclusões gerais	101
5.2 - Futuros desenvolvimentos	102
Referências	103
Anexo A Caracterização do sistema elétrico da ilha de São Miguel	109
Anexo B Resultados para cada hora do caso de estudo	117
Anexo C Base de conhecimento	121

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Consumo mundial de energia, 1970-2020	2
Figura 1.2 - Consumo mundial de energia renovável por região, 1990-2030.....	3
Figura 1.3 - Produção anual de energia.....	3
Figura 1.4 - <i>Mix</i> de geração de eletricidade em Portugal, 2000-2011.....	4
Figura 1.5 - Pesos das fontes de produção de eletricidade no sistema electroprodutor português, para o ano de 2011	4
Figura 2.1 - Dados da produção eólica em Portugal, apresentados pela Rede Elétrica Nacional (REN), para os dias 10 de Janeiro de 2012 (cima) e 6 de Agosto de 2012 (baixo).....	11
Figura 2.2 - Turbinas hidráulicas.....	12
Figura 2.3 - Turbina de eixo horizontal (esq) e turbina de eixo vertical (dir)	14
Figura 2.4 - Evolução do preço médio dos painéis solares desde Maio de 2009 até Setembro de 2012	16
Figura 2.5 - Estrutura típica de uma célula fotovoltaica e respetivo circuito equivalente	17
Figura 2.6 - Curva típica de uma célula solar.....	17
Figura 2.7 - Formação de um reservatório geotérmico	18
Figura 2.8 - Tipos de centrais geotérmicas. Central de vapor seco (Dir. cima); central de vapor de fuga (Esq. cima); central de ciclo binário (Dir. baixo) [38]; central de ciclo combinado vapor de fuga/binário (Esq. baixo)	20
Figura 2.9 - Potencial crescimento das energias renováveis na Europa.....	21
Figura 2.10 - Cadeia de valor do sistema elétrico	23
Figura 2.11 - Preço de mercado para a hora t , num mercado simétrico.....	25
Figura 2.12 - Ordem de mérito do mercado elétrico português	25
Figura 2.13 - Custo da energia elétrica por região e por tecnologia de produção renovável ..	28
Figura 2.14 - Esquema de um grupo térmico com caldeira-turbina-alternador	30

Figura 2.15 - Curva do custo de produção de um grupo térmico	31
Figura 2.16 - Curva do custo marginal de um grupo térmico	32
Figura 2.17 - Sistema eletroprodutor com n grupos que alimentam uma carga	33
Figura 2.18 - Solução gráfica para o despacho económico.....	35
Figura 2.19 - Projeções do Lambda	36
Figura 2.20 - Método iterativo Lambda.....	37
Figura 2.21 - Sistema com dois geradores	41
Figura 2.22 - Possíveis situações de operação de um gerador.....	44
Figura 2.23 - Exemplo de uma função de custo com duas zonas de operação proibidas	45
Figura 3.1 - Evolução anual da produção do Grupo 8.	52
Figura 3.2 - Evolução anual da produção do Grupo 4.	52
Figura 3.3 - Número de meias horas que cada grupo térmico esteve ativo, ao longo do ano de 2012.	53
Figura 3.4 - Despacho para a hora 00:00 do dia 1 de Janeiro de 2012.....	54
Figura 3.5 - Despacho para a hora 13:30 do dia 3 de Março de 2012.	54
Figura 3.6 - Reserva girante da ilha de S. Miguel, durante o ano de 2012.	55
Figura 3.7 - Fluxograma do algoritmo de otimização do despacho da ilha de São Miguel.....	56
Figura 3.8 - Fluxograma do algoritmo desenvolvido para o tratamento de dados.	57
Figura 3.9 - Consumo específico dos diferentes grupos de geradores.	58
Figura 3.10 - Curvas do consumo dos grupos térmicos.....	60
Figura 3.11 - Curvas das produções térmicas do Grupo 1 e 5, em função da carga L.	63
Figura 3.12 - Consumo marginal equivalente do sistema, em função da carga L.	65
Figura 3.13 - Consumo total equivalente, em função da carga L.	65
Figura 3.14 - Curva do consumo equivalente, em função de L, quando o sistema opera com os Grupos 1 e 5.	66
Figura 3.15 - Curva da produção térmica do Grupo 5 para $L \in [12\,258\text{ kW}; 15\,594\text{ kW}]$	69
Figura 3.16 - Curva do consumo marginal equivalente para $L \in [12\,258\text{ kW}; 15\,594\text{ kW}]$	69
Figura 3.17 - Curva do consumo total equivalente para $L \in [12\,258\text{ kW}; 15\,594\text{ kW}]$	70
Figura 3.18 - Curva da produção térmica do Grupo 1 para $L \in [22\,425\text{ kW}; 23\,700\text{ kW}]$	72
Figura 3.19 - Curva do consumo marginal equivalente para $L \in [22\,425\text{ kW}; 23\,700\text{ kW}]$	72
Figura 3.20 - Curva do consumo total equivalente para $L \in [22\,425\text{ kW}; 23\,700\text{ kW}]$	73

Figura 3.21 - Curva do consumo específico equivalente do sistema para uma combinação 1G1 ^a -1G2 ^a , em função da carga L.	75
Figura 3.22 - Curvas do consumo específico equivalente para cada combinação, em função de L.....	76
Figura 3.23 - Curvas do consumo específico excluindo as curvas dominadas, em função da carga L.	77
Figura 3.24 - Fluxograma do algoritmo da metodologia proposta.	79
Figura 4.1 - Balanço energético para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.	88
Figura 4.2 - Despacho térmico para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.	89
Figura 4.3 - Produção eólica para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.	89
Figura 4.4 - Balanço energético para a hora 19:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.	90
Figura 4.5 - Despacho térmico para a hora 19:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.	91
Figura 4.6 - Produção eólica para a hora 19:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.	91
Figura 4.7 - Valor médio do balanço energético para os dias 6 e 7 de Dezembro de 2012.	92
Figura 4.8 - Comparação entre o consumo de combustível dos cenários 1 e 2 para os dias 6 e 7 de Dezembro de 2012.	93
Figura 4.9 - Comparação entre o consumo de combustível dos cenários 1 e 2 para os dias 6 e 7 de Dezembro de 2012.	94
Figura 4.10 - Produção térmica real da ilha de São Miguel e limites técnicos das combinações ativas selecionadas pelo algoritmo desenvolvido, considerando o cenário 1, para os dias 6 e 7 de Dez. de 2012.	95
Figura 4.11 - Produção térmica real da ilha de São Miguel e limites técnicos das combinações ativas selecionadas pelo algoritmo desenvolvido, considerando o cenário 2, para os dias 6 e 7 de Dez. de 2012.	96
Figura 4.12 - Produção térmica real da ilha de São Miguel e limites técnicos das combinações ativas selecionadas pelo algoritmo desenvolvido, considerando o cenário 3, para os dias 6 e 7 de Dez. de 2012.	97
Figura A.1 - Divisão da potência instalada na ilha.	110
Figura A.2 - Disposição das subestações pelo território da ilha de S. Miguel	111
Figura A.3 - Evolução do consumo da ilha de S. Miguel, em 2012.....	112
Figura A.4 - Evolução da Ponta e Vazio na ilha de S. Miguel, no ano de 2011	113
Figura A.5 - Diagramas de carga para diferentes dias do ano de 2012.....	113

Figura A.6 - Produção de cada tecnologia para diferentes dias do ano	114
Figura A.7 - Produção geotérmica, em 2012.	115

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Classificação das centrais hidroelétricas	11
Tabela 3.1 - Dados referentes aos grupos térmicos da Central Termoelétrica do Caldeirão. .	50
Tabela 3.2 - Dados atuais fornecidos pela EDA relativamente aos diferentes geradores.	50
Tabela 3.3 - Valores do consumo específico de combustível para diferentes níveis de potência produzida.	58
Tabela 3.4 - Valores do consumo de combustível para diferentes níveis de potência produzida.	59
Tabela 3.5 - Produções, λ e consumo total para diferentes valores de L, no domínio da curva ótima.....	63
Tabela 3.6 - Produção dos grupos geradores nos pontos assinalados. Os grupos com (-) estão a operar no seu limite técnico inferior e os grupos com (+) estão a operar no seu limite técnico superior.	67
Tabela 3.7 - Produções, λ e CS total em função da carga L no domínio da curva referente à extensão do mínimo.	68
Tabela 3.8 - Produções, λ e CS total em função da carga L no domínio da curva referente à extensão do máximo.	71
Tabela 3.9 - Combinações associando os grupos geradores por classes. Legenda: xGy - zGw, refere-se a uma combinação de x grupos da classe y com z grupos da classe w. ..	74
Tabela 3.10 - Ordem de mérito.	77
Tabela 3.11- Gama de operação das diversas combinações de grupos geradores.....	81
Tabela 3.12 - Probabilidade de violação do limite técnico mínimo e máximo de cada combinação, para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012.	82
Tabela 3.13 - Valor atribuído, a cada uma das combinações, para o processo de pré-seleção da melhor combinação para o despacho da hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012.....	83
Tabela 3.14 - Tecnologias de geração da ilha e respetivas produções para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, assumindo um quantil de 0.125.	85
Tabela 4.1 - Cenários de operação do sistema elétrico da ilha.	92
Tabela 4.2 - Consumo de combustível total para os diversos cenários.....	94

Tabela 4.3 - Consumo total de combustível (gr) para a produção térmica real e produção térmica resultante do algoritmo desenvolvido, considerando o caso de estudo.	98
Tabela A.1 - Dados referentes às centrais de produção de energia elétrica da ilha de S. Miguel.....	110
Tabela A.2 - Dados referentes às subestações da ilha de S. Miguel	111
Tabela B.1 - Combinações ativas de grupos térmicos para cada hora do caso de estudo, considerando os três cenários propostos e a produção real.....	117
Tabela B.2 - Consumo de combustível (gr) para cada hora do caso de estudo, considerando o despacho real e o despacho resultante do algoritmo desenvolvido.....	118
Tabela C.1 - Base de conhecimento. Domínio da curva ótima.	122
Tabela C.2 - Base de conhecimento. Domínio da extensão do mínimo da curva ótima.	123
Tabela C.3 - Base de conhecimento. Domínio da extensão do máximo da curva ótima.	124

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
AT	Alta Tensão
CGPV	Central Geotérmica do Pico Vermelho
CGRG	Central Geotérmica da Ribeira Grande
CHCN	Central Hídrica do Canário
CHFN	Central Hídrica da Fábrica Nova
CHFR	Central Hídrica do Foz da Ribeira
CHRP	Central Hídrica da Ribeira da Praia
CHSC	Central Hídrica do Salto Cabrito
CHTB	Central Hídrica dos Tambores
CHTN	Central Hídrica dos Túneis
CO ₂	Dióxido de Carbono
CT	Custo Total de Produção
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i>
EDA	Eletricidade dos Açores
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EWA	<i>European Wind Association</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
IGA	<i>International Geothermal Association</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MT	Média Tensão
OMEL	Polo Espanhol do Mercado Ibérico de Eletricidade
OMI	Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade
OMIP	Polo Português do Mercado Ibérico de Eletricidade
PEGR	Parque Eólico dos Graminhais
PRE	Produção em Regime Especial
REN	Redes Energéticas Nacionais

SEAE	Subestação do Aeroporto
SECL	Subestação do Caldeirão
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEFO	Subestação de Foros
SELG	Subestação da Lagoa
SEMF	Subestação de Milhafres
SEPD	Subestação de Ponta Delgada
SESC	Subestação das Sete Cidades
SESR	Subestação de São Roque
SEVF	Subestação de Vila Franca
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UC	<i>Unit Commitment</i>
USD	<i>United States Dollar</i>
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>

Lista de símbolos

<i>[A]</i>	Mínimo da distribuição densidade de probabilidade Beta
<i>[B]</i>	Máximo da distribuição densidade de probabilidade Beta
<i>Alfa</i>	Parâmetro alfa (α) da distribuição densidade de probabilidade Beta
<i>Beta</i>	Parâmetro beta (β) da distribuição densidade de probabilidade Beta
<i>Beta.Acum.Inv</i>	Função que devolve o inverso da função de densidade de probabilidade Beta cumulativa a uma distribuição Beta específica
<i>C</i>	Custo de produção
<i>CA</i>	Custos anuais de operação e manutenção
<i>CAP</i>	Capacidade máxima de produção de cada grupo térmico ativo
<i>Carga_{Total}</i>	Carga total do sistema
<i>Corte_{Hidro/Geo}</i>	Corte na produção hídrica ou geotérmica
<i>CS_{G1}</i>	Consumo do Grupo 1
<i>CS_{G5}</i>	Consumo do Grupo 5
<i>CS_{G1-4}</i>	Consumo de um grupo térmico pertencente à primeira classe
<i>CS_{G5-8}</i>	Consumo de um grupo térmico pertencente à segunda classe
<i>CSesp_{G1-4}</i>	Consumo específico de um grupo térmico pertencente à primeira classe
<i>CSesp_{G5-8}</i>	Consumo específico de um grupo térmico pertencente à segunda classe
<i>CSeq</i>	Consumo equivalente do sistema
<i>CS_{Total}</i>	Consumo total do sistema
<i>CSM_{G1}</i>	Consumo marginal do Grupo 1
<i>CSM_{G5}</i>	Consumo marginal do Grupo 5
<i>D</i>	Benefício fiscal de depreciação

$Distbeta$	Função que devolve a distribuição Beta
E	Energia total produzida durante o tempo de vida
F	Preço do combustível
$G1$	Grupo 1 da central térmica
$G5$	Grupo 5 da central térmica
H	Consumo de combustível do grupo térmico
I	Custos de investimento inicial
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
L	Porção da carga do sistema alimentada pela produção térmica
$Matriz_tabela$	Intervalo de células que contém os dados
n	Número de geradores ativos
Num_ind_col	Número da coluna no argumento $matriz_tabela$ a partir do qual o valor correspondente tem de ser devolvido
$P_{Eólica}$	Produção eólica
P_{G1}	Produção do Grupo 1
P_{G5}	Produção do Grupo 5
$P_{Geotérmica}$	Produção geotérmica
$P_{Hídrica}$	Produção hídrica
$Proc_int$	Valor lógico que especifica se deseja que $PROCV$ localize uma correspondência exata (1) ou uma correspondência aproximada (0)
$PROCV$	Função de pesquisa
P_{Total}	Produção total do sistema
R^2	Coeficiente de correlação
S	Venda de ativos no final do tempo de vida
$Valor_proc$	Valor a procurar na primeira coluna da tabela ou intervalo
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
X	Mínimo técnico da combinação de geradores
€	Euros
λ	Consumo marginal do sistema
λ_{eq}	Consumo marginal equivalente do sistema
∇	Gradiente

Capítulo 1

Introdução

A dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade do Porto, em ambiente empresarial, com a colaboração da empresa Smartwatt. O algoritmo foi desenvolvido com base na estrutura e nos dados do sistema elétrico da ilha de São Miguel, nos Açores.

Este capítulo representa uma pequena contextualização, em que são descritos os objetivos, motivações, ferramentas e informações essenciais para a realização desta dissertação, bem como a estrutura do documento.

1.1 - Enquadramento

A utilização de energias renováveis para a geração de eletricidade tem aumentado e vai continuar a aumentar no futuro, devido a pressões ambientais, principalmente em relação ao aquecimento global e emissões de CO₂ para a atmosfera. O papel da produção de energia renovável torna-se, assim, mais significativo em relação à exploração e gestão dos sistemas elétricos [1].

A integração de produção renovável nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) pode provocar problemas de continuidade e fiabilidade associados à sua operação. Algumas fontes de energia renovável, como o vento e a radiação solar, são determinadas pelas condições climáticas e meteorológicas e, portanto, a produção renovável seguirá estas condições naturais. Estes padrões, no entanto, podem não coincidir com o perfil de carga do sistema. O problema da integração de energias renováveis em sistemas elétricos necessita de uma consideração especial e requer novos métodos para a alocação da sua potência [2].

O objetivo da exploração de um SEE é o transporte da energia elétrica dos centros de produção para os locais de consumo com máxima continuidade, custos mínimos, máximo de segurança para as pessoas e equipamentos, tensão e frequência nos limites estatutários. Com esse fim há, nomeadamente, necessidade de recorrer a estudos de trânsito de potências, estudos de fiabilidade e estudos de estabilidade [3]. Considerando os custos de produção das diversas centrais, procurar-se-á a configuração mais económica dos centros produtores, recorrendo à realização de um despacho económico.

O despacho económico refere-se ao processo de produzir a quantidade de energia necessária com o menor custo possível. Problemas operacionais, tal como a capacidade do gerador, devem ser considerados para o desenvolvimento de um plano adequado. Este plano tem como objetivo satisfazer as necessidades energéticas de todos os consumidores. A integração massiva de produção renovável em sistemas eléctricos interfere na realização do despacho económico, uma vez que são introduzidas novas restrições para a sua resolução, como por exemplo a necessidade de uma reserva adicional para responder à natureza intermitente deste tipo de produção.

1.1.1 - Situação Mundial

A nível mundial, o consumo de eletricidade tem aumentado com o decorrer do tempo e prevê-se que este comportamento continue nos próximos anos, tal como é possível observar na Figura 1.1.

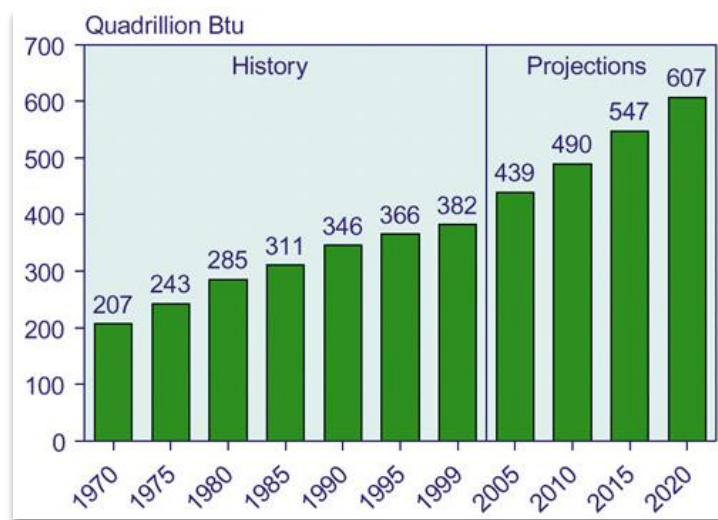


Figura 1.1 - Consumo mundial de energia, 1970-2020 [4].

Para sustentar o aumento do consumo de eletricidade, é necessário aumentar a capacidade de geração de energia. Os combustíveis fósseis estão na origem de grandes problemas ambientais e alterações climáticas, para além de apresentarem custos elevados, suscitando uma maior aposta na promoção da produção de energia eléctrica com base em fontes de energia renovável em detrimento de fontes que provocam a emissão de gases com efeito de estufa. Na Figura 1.2 é ilustrado um aumento da produção renovável em todo o globo terrestre, expectando-se que este aumento se acentue ainda mais nos próximos tempos.

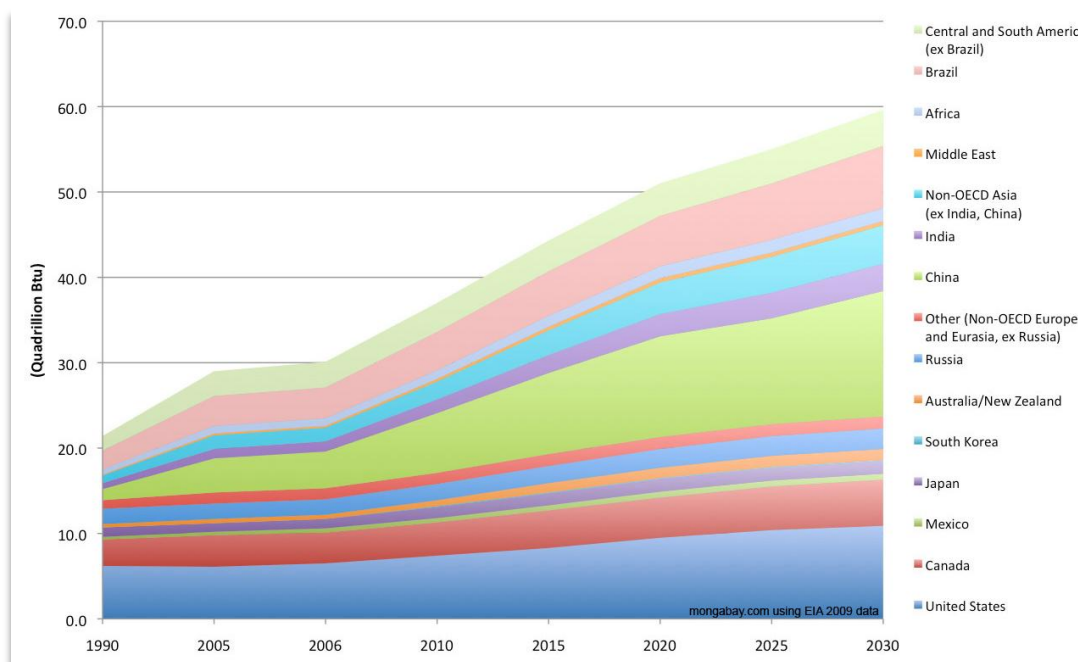


Figura 1.2 - Consumo mundial de energia renovável por região, 1990-2030 [5].

Apesar do crescimento global das energias renováveis em sistemas elétricos, é necessário dar destaque ao crescimento da energia eólica que, apesar do seu comportamento intermitente e irregular, se tornou numa das tecnologias de produção renovável mais utilizadas. O facto de também podermos ter produção fora da costa (*offshore*), aumenta a importância deste tipo de tecnologia em vários países, como nos países banhados pelo Mar do Norte, onde se encontra a maior aglomeração deste tipo de tecnologias de produção eólica. Observando a Figura 1.3, é perfeitamente visível o crescimento exponencial da produção eólica em todo o mundo.

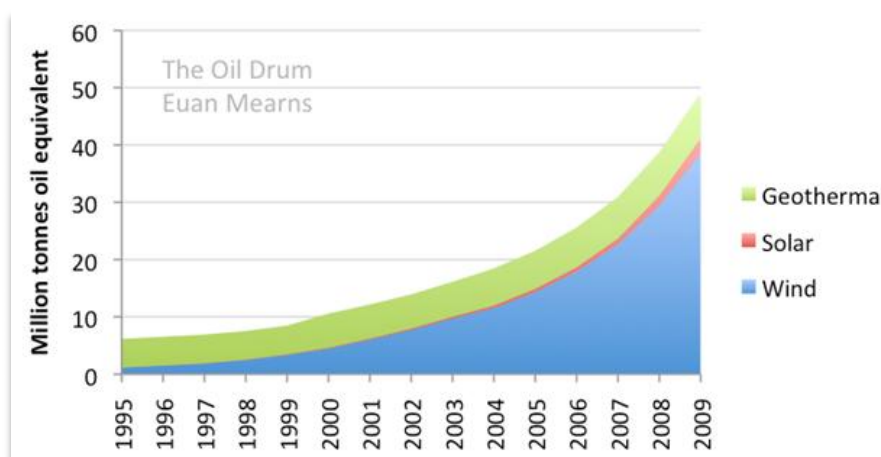


Figura 1.3 - Produção anual de energia [6].

1.1.2 - Situação Nacional

A evolução da integração de produção renovável no sistema elétrico nacional tem sofrido um impacto semelhante aos restantes países do globo, ou seja, é notório um aumento deste tipo de produção no *mix* energético português, tal como se verifica na Figura 1.4. A produção em regime especial (PRE) inclui a produção eólica, solar, térmica (biomassa e cogeração) e a produção hidráulica sem capacidade de armazenamento.

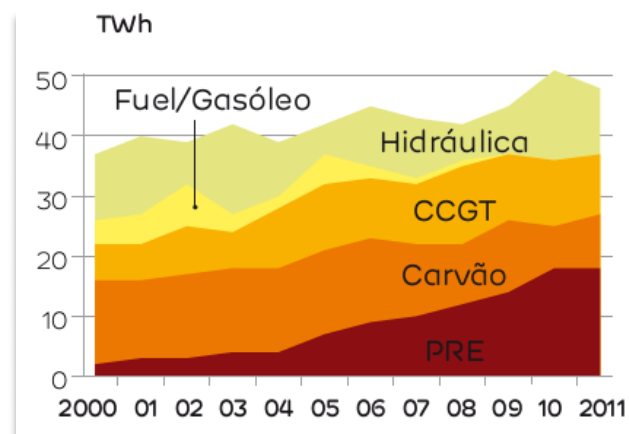


Figura 1.4 - Mix de geração de eletricidade em Portugal, 2000-2011 [7].

O sector elétrico tem sofrido uma revolução na sua estruturação devido aos mercados liberalizados de eletricidade, observando-se um aumento da integração de produção distribuída, em particular da produção eólica. Na Figura 1.5 são apresentados os pesos das fontes de produção de eletricidade no sistema electroprodutor português.

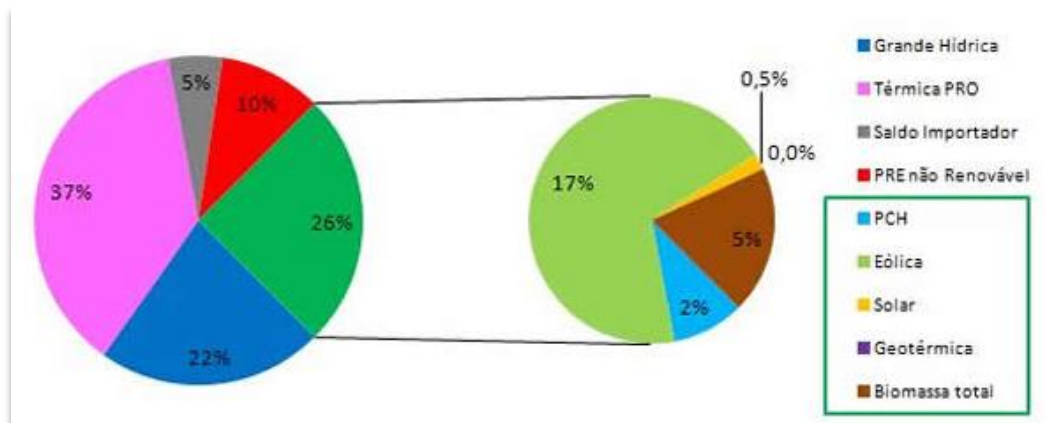


Figura 1.5 - Pesos das fontes de produção de eletricidade no sistema electroprodutor português, para o ano de 2011 [8].

A integração de produção renovável provoca um aumento da incerteza associada à previsão de cenários de produção, uma vez que os fatores climáticos, como a precipitação e o vento, são de difícil previsão.

O SEE tem como objetivo igualar a sua produção à carga, satisfazendo as necessidades dos consumidores de energia elétrica. Para cumprir esse objetivo, é essencial que a previsão da produção renovável seja o mais fiável possível, evitando grandes desequilíbrios no sistema e,

consequentemente, um aumento nos custos de operação associado à adição de reservas energéticas para balancear o sistema. Essa reserva energética é, usualmente, providenciada por centrais convencionais de produção de eletricidade, devido à sua flexibilidade e controlo da quantidade de recursos disponíveis.

1.2 - Motivação

Nos últimos anos tem-se assistido, a nível mundial, a um aumento constante do consumo de energia elétrica, sendo este um bem cada vez mais escasso e cada vez mais essencial para as sociedades atuais. Apesar da evolução das energia renováveis, são as centrais convencionais as que possuem uma maior importância e maior cota de produção nos sistemas elétricos, uma vez que a da produção renovável ainda está longe de conseguir alimentar totalmente o consumo.

O preço do petróleo, no entanto, tem vindo a subir e é cada vez mais crucial reduzir os custos de produção de eletricidade. Uma vez que estes custos são muito elevados, qualquer otimização do despacho pode resultar em grandes poupanças e, para além disso, assiste-se a uma diminuição do consumo de combustíveis fósseis, protegendo o ambiente. O problema de despacho económico ganha assim uma maior importância na operação dos SEE.

Com o aumento da produção renovável, advém também um maior impacto na operação dos sistemas de energia, dificultando a sua integração no mercado de eletricidade. O comportamento intermitente e inconstante dos seus recursos provoca erros na previsão de produção renovável, aumentando a incerteza na operação do sistema. Aumentando a incerteza, aumenta a necessidade de recorrer a reservas energéticas, suscitando um maior custo de operação.

1.3 - Objetivos

O objetivo desta dissertação foi a construção de um algoritmo de otimização do despacho de produção elétrica, considerando a previsão de produção renovável. O desenvolvimento deste algoritmo esteve associado aos seguintes objetivos:

- Diminuir os custos de operação do sistema;
- Aumentar o tempo de vida útil dos geradores da central térmica, evitando que violem os seus limites técnicos (mínimo e máximo);
- Garantir que toda a carga do sistema é alimentada em qualquer momento;
- Construir uma base de conhecimento e uma ordem de mérito para os grupos geradores da central térmica;
- Entregar à rede, sempre que possível, toda a energia proveniente de fontes renováveis;
- Demonstrar que a qualidade das previsões contribui para a redução dos custos.

1.4 - Informação usada na dissertação

Para a construção do algoritmo de otimização do despacho de produção elétrica, foi necessário recorrer ao tratamento dos dados. Estes dados, disponibilizados pelo grupo Eletricidade dos Açores (EDA) e cedidos pela empresa Smartwatt, referem-se à produção de energia elétrica de cada tipo de tecnologia (térmica, eólica, hídrica e geotérmica) para ao ano de 2012, com uma discretização temporal de trinta minutos. Para além disso, foram disponibilizadas as características técnicas de cada unidade geradora pertencente à Central Termoelétrica do Caldeirão (CTCL).

Para a aplicação do algoritmo a um caso de estudo, a Smartwatt cedeu a previsão da produção renovável e o diagrama de carga para os dias 6 e 7 de Dezembro de 2012.

1.5 - Ferramentas utilizadas

Para o desenvolvimento desta dissertação, tanto a análise e tratamento dos dados como a metodologia proposta foram desenvolvidas no *software* Excel da Microsoft Office®. As ferramentas e funcionalidades inerentes ao *software* foram determinantes para a construção de um modelo totalmente automatizado, destinado a resolver o problema do despacho económico.

1.6 - Estrutura da dissertação

A dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos, cujos conteúdos serão resumidamente descritos de seguida.

No Capítulo 1 é apresentada uma pequena introdução sobre o trabalho desenvolvido, bem como a motivação, objetivos, informação usada e as ferramentas que contribuíram para a realização desta dissertação.

No Capítulo 2 apresenta-se o estado da arte e uma revisão da literatura sobre este tema, evidenciando de uma forma geral a otimização do despacho económico, considerando a integração de produção renovável. Inicialmente são abordados os principais tipos de tecnologias de produção renovável (hidroelétrica, eólica, solar e geotérmica) e as suas características. Seguidamente, é elaborado um estudo sobre os impactos da integração deste tipo de produção nos sistemas elétricos de energia. É apresentada uma análise comparativa dos custos de investimento, operação e manutenção entre as diversas tecnologias de produção renovável. Por último, é abordado o problema do despacho económico para uma central térmica, incluindo os diversos métodos de resolução e as restrições a ter em conta num problema deste género.

O Capítulo 3, o capítulo mais extenso de todo o documento, apresenta todos os cálculos e fundamentos necessários para a construção do algoritmo de otimização do despacho da ilha de São Miguel. Inicialmente é realizada uma análise do despacho de produção elétrica da ilha e, posteriormente, o capítulo divide-se em dois tópicos. O primeiro aborda a estratégia adotada para o tratamento dos dados e o segundo indica o método desenvolvido para considerar a produção renovável no despacho económico.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados provenientes do algoritmo, para diferentes cenários de previsão e de operação do sistema. Os resultados, para cada cenário, são comparados e apresentados em forma de gráficos.

O último capítulo, o Capítulo 5, apresenta as principais conclusões sobre o trabalho e futuros desenvolvimentos.

No Anexo A é apresentada uma caracterização do sistema elétrico da ilha de São Miguel, recorrendo a dados reais.

O Anexo B contém uma tabela com as combinações de grupos geradores ativos para cada hora do caso de estudo, selecionadas a partir da aplicação do algoritmo desenvolvido aos diversos cenários de operação do sistema.

No Anexo C é ostentada a base de conhecimento, que inclui, para cada combinação, as equações da produção, consumo marginal e consumo total do sistema. Todas elas são apenas dependentes da porção de carga alimentada pela central térmica.

Capítulo 2

Otimização do despacho de produção elétrica, considerando a produção renovável

2.1 - Introdução

Os sistemas elétricos de energia são um dos maiores e mais complexos sistemas alguma vez criados pela humanidade. A importância destes sistemas é inquestionável, fornecendo-nos um produto que foi, é, e será o suporte para o desenvolvimento da sociedade moderna [9]. Nestes sistemas podem coexistir diversas tecnologias de produção de energia com base em diferentes fontes primárias. Uma vez que a consciencialização para os problemas ambientais é cada vez maior, a integração de energias renováveis nos sistemas elétricos de energia tem vindo a aumentar consideravelmente. Todavia, os sistemas elétricos ainda não estão totalmente adaptados a uma integração massiva deste tipo de energia devido à sua imprevisibilidade e intermitência.

Para se obter um fornecimento viável e económico de energia elétrica é necessário recorrer a estudos detalhados para o funcionamento do sistema elétrico, uma vez que apresenta uma elevada complexidade e elevados custos associados. Torna-se assim importante efetuar um plano prévio para a operação do sistema elétrico, procurando otimizá-lo ao máximo, tendo em conta a forma como a energia primária será transformada em eletricidade, as suas incertezas presentes e futuras, as quantidades disponíveis, a sua gestão e os seus custos. Este plano operacional pode englobar previsões de carga, previsões da produção renovável, *unit commitment* (UC), despacho económico, estabilização da frequência do sistema e declaração de níveis de tensão.

O operador do sistema tem como objetivo garantir que a produção e a carga se igualem em todos os momentos, cumprindo todas as restrições técnicas e de segurança mas também procurando minimizar os custos associados à sua operação. É aqui que o despacho económico desempenha um papel crucial.

2.2 - Tecnologias de produção renovável

Neste tópico serão abordadas de forma geral e teórica as tecnologias de produção renovável integradas no sistema electroprodutor da ilha de São Miguel, nos Açores. Este sistema é constituído por tecnologias de produção hidroelétrica, eólica e geotérmica. A tecnologia de produção fotovoltaica, apesar de não constar no role de tecnologias utilizadas no sistema electroprodutor da ilha, é ligeiramente aprofundada devido à sua crescente integração e importância nas redes elétricas.

2.2.1 - Produção Hidroelétrica

A produção hidroelétrica envolve o potencial e a energia cinética da água que flui nos rios. A conversão da energia hidráulica em energia mecânica é realizada através de uma turbina hidráulica, e a conversão de energia mecânica em energia elétrica ocorre num gerador elétrico [10].

Este tipo de produção é o mais importante dentro das energias renováveis. Os custos de investimento neste tipo de tecnologia são elevados, mas os custos de operação e manutenção são muito baixos. Segundo [9], esta é mesmo a tecnologia mais madura dentro das renováveis, uma vez que adiciona valor ao controlo do sistema elétrico de energia, essencial porque possui a capacidade de responder rapidamente a variações bruscas na carga ou a perturbações no sistema, função que as centrais de produção térmica ou nuclear não conseguem acomodar. No caso de avaria, por exemplo um disparo de um grupo térmico, pode-se colocar de forma muito rápida na rede a potência disponível dos grupos que estão em produção e efetuar-se rapidamente o arranque de uma central hidroelétrica que esteja parada. Além disso, é a tecnologia de armazenamento de energia mais importante em grandes sistemas elétricos e a única com grupos reversíveis, ou seja, pode deixar de gerar energia elétrica e passar para modo de bombagem.

Existem dois tipos principais de centrais hidroelétricas: fio de água e albufeira (com e sem bombagem). De acordo com [11], as centrais a fio de água possuem uma capacidade de acumulação nula, ou muito pequena. Toda a água que não é desviada para o canal de admissão é escoada através de descarregadores no leito natural do rio. Este tipo de aproveitamento é construído quando não existem condições naturais que permitam a criação de uma albufeira para aproveitamento da água e regularização dos caudais. Nos aproveitamentos hidroelétricos de albufeira, a água aqui retida é turbinada de acordo com as necessidades de produção e as condições meteorológicas. As centrais de bombagem são centrais de albufeira que interligam dois reservatórios, um com uma cota mais elevada que o outro, e têm a função de produzir energia elétrica ou bombear a água para a albufeira a cota superior. Em Portugal, o pico de produção de energia elétrica a partir da força do vento verifica-se normalmente durante a noite, quando o consumo é baixo, existindo casos em que esta produção é excessiva face à carga a alimentar. Este excesso de energia pode utilizado para sistemas de bombagem. Na Figura 2.1 são apresentados dados da REN para os dias 10 de Janeiro de 2012 e 6 de Agosto de 2012, confirmando que, usualmente, o pico da produção eólica se verifica durante a noite.

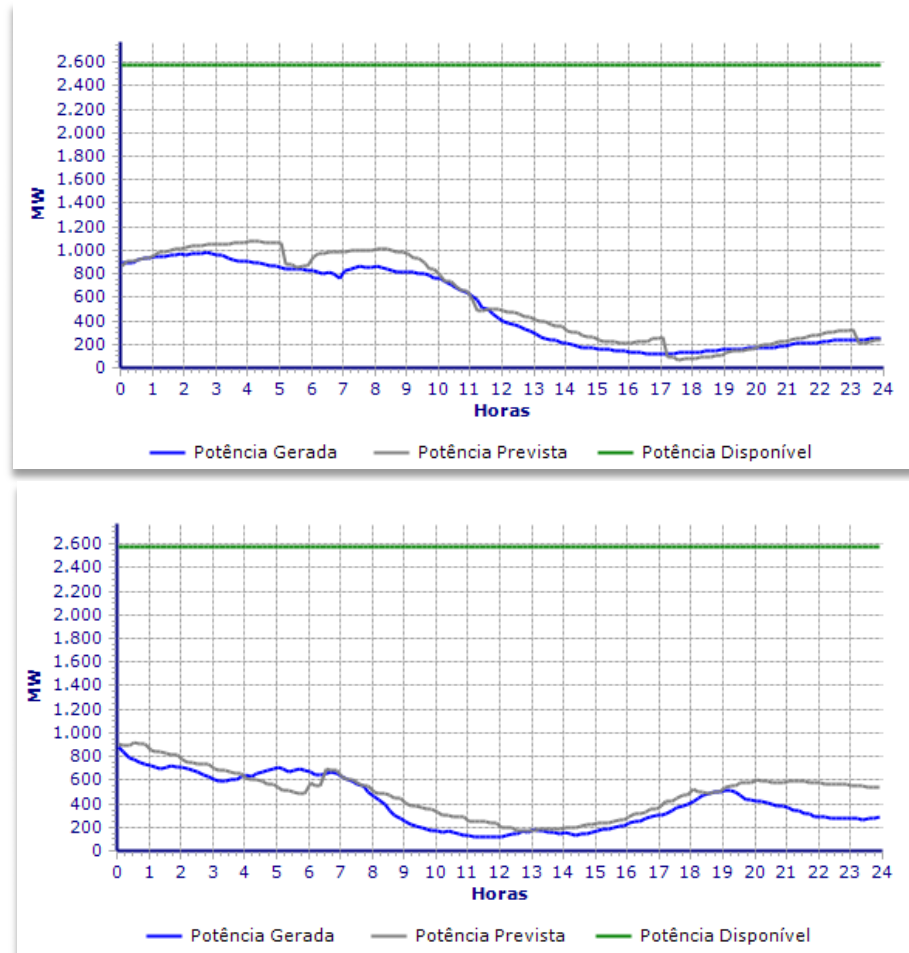


Figura 2.1 - Dados da produção eólica em Portugal, apresentados pela Rede Elétrica Nacional (REN), para os dias 10 de Janeiro de 2012 (cima) e 6 de Agosto de 2012 (baixo) [12].

As centrais hidroelétricas podem ser classificadas segundo a Tabela 2.1:

Tabela 2.1 - Classificação das centrais hidroelétricas [13].

Categoria	Potência	Armazenamento	Utilização da potência	Custos de inv. (USD M/MW)
Pequena	< 10 MW	Fio de água	Carga de base	2-4
Média	10-100 MW	Fio de água	Carga de base	2-3
Média	100-300 MW	Barragem com albufeira	Base e pico	2-3
Grande	> 300 MW	Barragem com albufeira	Base e pico	< 2

A eficiência das centrais hidroelétricas depende essencialmente do tipo de turbina que é utilizada. A eficiência típica de uma turbina hidráulica é muito alta, maior que 95%, e pode ser obtida entre 20% e 120% do fluxo nominal da turbina [9]. Estas turbinas podem ser divididas em turbinas de impulso e turbinas de reação. As turbinas de impulso alteram a

direção do fluxo de um fluido a alta velocidade. O impulso resultante faz girar a turbina, deixando o fluxo de fluido com uma energia cinética mais reduzida. As turbinas de reação desenvolvem, por seu lado, um binário por meio da sua reação à pressão ou massa do fluido.

As turbinas mais comuns são as turbinas *Pelton*, *Francis* e *Kaplan*. A turbina *Pelton* é uma turbina de impulso, que necessita de um fluxo de água tangencial num dos lados da pá e funciona apenas com uma das partes submersa. É aconselhada para aproveitamentos com grande caudal mas com baixo fluxo de volume de água, sendo ideal para centrais com uma potência de 10 kW ou menos, apesar de já ter sido utilizada em centrais com mais de 200 MW. A turbina *Francis*, ao contrário da anterior, é uma turbina de reação desenhada para operar totalmente submersa. O fluxo de água segue em direção ao eixo numa direção radial e sai na direção do eixo. Turbinas em grande escala usadas em barragens têm a capacidade de fornecer cerca de 500 MW de potência para um caudal de 100 metros, com eficiência a rondar os 95%. A turbina *Kaplan*, também uma turbina de reação, foi concebida para trabalhar totalmente submersa, mas com a forma da hélice de um barco [14], normalmente utilizada para baixos desníveis. Na Figura 2.2 é possível observar os três tipos de turbinas mencionados.



Figura 2.2 - Turbinas hidráulicas [14].

2.2.2 - Produção Eólica

A produção eólica é uma tecnologia dispersa e renovável que atingiu a maturidade e está a tornar-se um dos mais importantes meios de produção de energia em países como a Dinamarca, Espanha, Alemanha e Portugal [15]. Segundo [9], em alguns destes países, em dias de muito vento, a produção eólica chega a cobrir mais de 80% do consumo de eletricidade. Vários países por todo o mundo estão a introduzir grandes níveis de penetração eólica nos seus sistemas de energia. A produção eólica é cada vez mais considerada não só um meio de reduzir as emissões de CO₂ mas também uma alternativa economicamente interessante em áreas com velocidades de vento apropriadas [16], podendo mesmo atingir, segundo a *European Wind Association* (EWA), os 12% da potência total fornecida na União Europeia em 2020 [1].

A integração deste tipo de produção nos sistemas elétricos de energia, no entanto, tem as suas implicações. É necessário definir de forma objetiva e transparente regras,

procedimentos e condições técnicas que permitam a integração eólica nas redes elétricas (*Grid Codes*). Estas regras têm como objetivo a exploração das redes de forma segura e eficiente, garantindo sempre a qualidade de serviço. Para além disso, evitam atrasos nas decisões relativas às autorizações de ligação dos produtores às redes e permitem o estabelecimento de uma relação de confiança entre os produtores e as concessionárias das redes.

Um dos maiores problemas associados à interligação da produção eólica à rede são as variações de tensão em regime permanente e transitório, uma vez que a produção eólica pode ser uma fonte de perturbação na qualidade de serviço, originando variações de tensão devido a variações rápidas de produção (arranque, saída de serviço, etc). Outro grande problema é a variabilidade, ou seja, uma vez que a energia proveniente do vento não pode ser armazenada, apenas se pode gerar eletricidade quando existir vento e o único controlo associado a esta geração é através do desperdício, gerando menos que o possível. Sendo assim, a produção eólica implica a necessidade de maiores reservas secundárias e terciárias. A qualidade de onda também pode ser afetada através do efeito de *flicker*, isto é, variações de tensão muito rápidas e curtas devido a variações rápidas no sistema de conversão, e através da injeção de harmónicos na rede, distorcendo a forma de onda AC devido a frequências múltiplas de 50 Hz. Esta distorção harmónica pode ser originada por baterias de condensadores ou elementos de eletrónica de potência (ex: conversores) com imperfeições na onda sinusoidal. Pode ainda provocar um trânsito adicional que poderá causar o aquecimento de motores de indução, transformadores, baterias de condensadores e neutros, sendo necessário identificar limites de distorção harmónica para uma produção distribuída através de um cálculo de trânsito de harmónicos. Existe também a possibilidade de ocorrerem congestionamentos em ramos do sistema com baixa probabilidade de ocorrência, sendo necessário recorrer a análises na rede de transporte e na rede de distribuição para evitar possíveis congestionamentos.

O comportamento dinâmico do sistema também pode sofrer algumas perturbações. Uma delas é a súbita saída de serviço da instalação de geração eólica em condições de operação correspondente à potência máxima injetada na rede recetora. Outro tipo de perturbações pode ocorrer quando existem variações importantes nos níveis de produção da instalação produtora, nomeadamente no caso de parques eólicos. Por fim, curtos-circuitos em nós relevantes da rede de sub-transmissão e rede de transporte podem implicar a saída de serviço dos geradores eólicos, na sequência da operação das suas proteções. Estes problemas associados à integração de produção eólica dependem muito do tipo de sistema elétrico [16].

Nos sistemas mais recentes de produção eólica existe a capacidade de fornecer certos serviços à rede. Estas tecnologias, contudo, implicam custos adicionais para os promotores do projeto. Um dos serviços refere-se ao *ride-through fault*, ou seja, é a capacidade de se manter ligado à rede em caso de cavas de tensão resultantes de defeitos na mesma, evitando assim a saída intempestiva de grandes produções eólicas [17]. Outro serviço refere-se à capacidade de fornecer energia reativa à rede durante um defeito, compensando a cava de tensão por ele provocado, originando um suporte para a tensão na rede.

Como se sabe, durante a produção de eletricidade através da força do vento, existe a conversão da energia do vento em energia mecânica através das turbinas eólicas, sendo esta energia mecânica convertida em energia elétrica através de um gerador. As turbinas eólicas dividem-se em dois grupos: turbinas com eixo horizontal (HAWT) e turbinas com o eixo vertical (VAWT). As turbinas HAWT são as mais utilizadas, desenhadas como um moinho, em

que as pás se parecem com uma hélice que gira sobre um eixo horizontal. A Figura 2.3 ilustra um exemplo para cada um dos tipos de turbinas eólicas.



Figura 2.3 - Turbina de eixo horizontal (esq) e turbina de eixo vertical (dir) [18].

Quanto aos aerogeradores, podem ser de um dos três tipos de famílias de tecnologias eólicas: máquinas assíncronas (com e sem controlo do ângulo de *pitch*); máquinas assíncronas duplamente alimentadas e máquinas síncronas de velocidade variável [19].

Dentro destas famílias, existem quatro tipos de aerogeradores: Tipo A,B,C e D. O tipo A é caracterizado por possuir velocidade fixa (uma ou duas velocidades). Correspondem aos geradores assíncronos de rotor em gaiola de esquilo, com o rotor conduzido pela turbina e o estator diretamente ligado á rede. A velocidade varia entre 1% e 2%, daí a denominação de velocidade fixa. Este tipo de aerogerador pode ser concebido com uma ou duas velocidades. No caso do aerogerador de dupla velocidade, apresenta melhorias na performance e redução do ruído quando sujeitos a velocidades do vento reduzidas. Existem poucos sistemas de controlo para este tipo, para além de ligar e desligar, sobretudo se não existir mecanismo de alterar a disposição das pás (controlo *pitch* ou *stall*). O controlo do ângulo de *pitch* permite variar o ângulo de passo das pás através de rotações das mesmas em torno do seu eixo longitudinal. O controlo *stall* permite, através das características aerodinâmicas das pás do rotor, limitar a potência fornecida a partir de uma certa velocidade do vento.

O aerogerador do tipo B possui variação limitada da velocidade. Usa um sistema de eletrónica de potência para controlar uma resistência elétrica ligada ao rotor, que permite, ao rotor e ao gerador, variar a velocidade em mais ou menos 10% durante aumentos rápidos da velocidade do vento, maximizando a potência. Estão equipadas com sistema ativo de controlo da aerodinâmica das pás.

O tipo C é o tipo mais comum, possibilitando variações de velocidade e é otimizado com DFIG (gerador de indução duplamente alimentado), combinando as vantagens dos tipos anteriores com os avanços da eletrónica de potência. O gerador de indução possui um rotor bobinado, que está ligado à rede através de um sistema *back-to-back voltage source converter* (sistema de realimentação de tensão) que controla o sistema de excitação de forma a desacoplar a frequência mecânica e elétrica do rotor e igualar a frequência do rotor e da rede. A aplicação da eletrónica de potência garante o controlo de potência ativa e reativa, permitindo o controlo ativo de tensão. Neste tipo de sistemas, 40% da potência de

saída passa pelo inversor para a rede, enquanto o restante passa diretamente para a rede. Permite variações de velocidade na ordem dos 40% em relação à velocidade de sincronismo.

Por fim, existe o aerogerador de tipo D, permitindo variações de velocidade com controlador total de frequência. Nestas turbinas o estator encontra-se ligado à rede através de conversor eletrónico de potência. Quando está completamente desacoplada da rede, consegue garantir uma maior escala de velocidades de operação do que as do tipo C, tendo também uma maior flexibilidade na capacidade de controlo da potência reativa e no controlo de tensão.

Atualmente, na Europa, o grande investimento da produção eólica tem-se verificado fora da costa (*offshore*) [20], porque para além de existirem cada vez menos locais ótimos para a exploração da eólica *onshore*, verifica-se que a produção eólica *offshore* oferece outro tipo de vantagens. A grande vantagem passa por aproveitar a força do vento *offshore*, que é muito mais forte do que o vento sentido no continente e, para além disso, as rajadas de vento podem ser fortes durante a tarde, combinando com a altura do dia em que as pessoas usam a maior parte da energia. As turbinas *offshore* também podem ser localizadas perto das populações que consomem muita energia ao longo das costas, eliminando a necessidade de novas linhas de transmissão terrestre [21]. No entanto, este tipo de produção também apresenta as suas desvantagens. Como o vento *offshore* é muito mais forte, são necessários equipamentos especiais e boas condições meteorológicas para a sua instalação e manutenção. Segundo [22], a energia eólica *offshore* possui a tecnologia de geração de energia mais cara a ser considerada para a implantação em larga escala.

Cada turbina eólica comercial instalada no mar é apoiada numa base ou sobre o fundo deste, o que significa que a maioria dos projetos existentes se verificam em águas rasas, com uma profundidade máxima de 30 metros [23]. O Mar do Norte é, atualmente, o local onde existe uma maior implementação de turbinas eólicas *offshore*, isto porque apresenta ventos muito fortes e águas com pouca profundidade. Em Portugal, foi recentemente inaugurada a primeira plataforma eólica *offshore* (WindFloat), sendo esta a primeira, a nível mundial, concebida para a exploração eólica em águas profundas [24].

2.2.3 - Produção Fotovoltaica

Na ilha de São Miguel, caso de estudo, não existe a integração da produção fotovoltaica no sistema produtor de energia elétrica. Este tipo de produção renovável, no entanto, é abordado neste capítulo pois, atualmente, a sua importância é cada vez maior e pode facilmente ser integrado no SEE da ilha.

A energia solar fotovoltaica é um tipo de energia renovável obtida diretamente através da radiação solar mediante um dispositivo semicondutor denominado de célula fotovoltaica. Um painel solar corresponde à associação de várias células solares. Este tipo de energia é utilizado para alimentar, por exemplo, vários dispositivos autónomos ou casas e, para além disso, é possível produzir eletricidade em grande escala a partir das redes de distribuição e integrá-la na rede. Este tipo de produção renovável tem vindo a ganhar uma importância cada vez maior nos dias de hoje, uma vez que os preços dos painéis solares têm vindo a baixar e os locais ótimos para a exploração eólica e hídrica são cada vez mais escassos. O preço tem vindo a descer ano após ano, tal como se pode observar na Figura 2.4, e prevê-se que esta tendência se manterá nos próximos tempos.

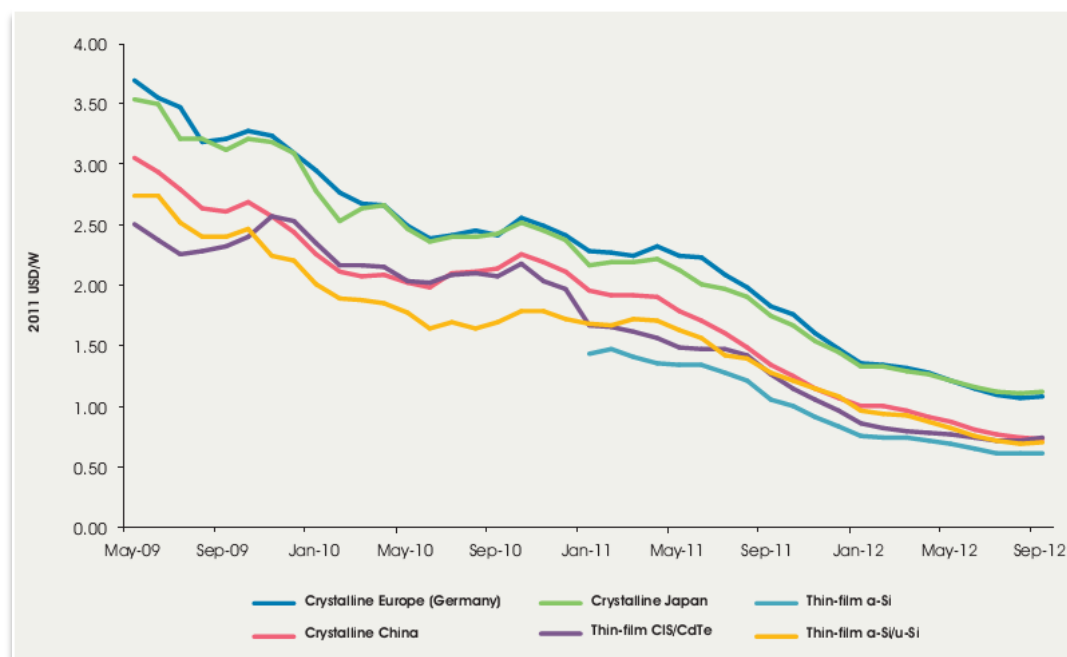


Figura 2.4 - Evolução do preço médio dos painéis solares desde Maio de 2009 até Setembro de 2012 [25].

Outro aspeto comprovativo da maturação deste tipo de produção renovável é a crescente taxa de produção de células e painéis fotovoltaicos nos últimos anos. Entre 2001 e 2012 houve um crescimento exponencial na produção de painéis fotovoltaicos, duplicando a cada dois anos [26]. Caso esta tendência se mantenha, as células fotovoltaicas podem cobrir 10% do consumo global de energia em 2018, atingindo uma produção de 2.200 TWh [27]. Esta é a terceira fonte de energia renovável mais importante em termos de capacidade instalada a nível global e apresenta neste momento uma fração significativa no *mix* energético da União Europeia, cobrindo em média entre 3% a 5% do consumo e entre 6% a 9% nos países de maior produção como a Alemanha, Itália e Espanha.

Para que seja possível a transformação de energia solar em energia elétrica, é necessário que ocorra o efeito fotovoltaico, isto é, transformação direta da luz em energia elétrica através de células solares. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telurieto de cádmio ou disselenieto de cobre e índio [28], sendo a célula de silício cristalina a mais comum. Os materiais constituintes das células devem possuir a maior pureza possível e por isso são realizados vários processos químicos para que a transformação aconteça.

Tendo em conta que o átomo de silício puro, na última camada tem 4 eletrões de valência e que estes formam ligações covalentes perfeitas com átomos de silício vizinho, estas são ligações muito fortes e necessitam de muita energia para conseguir libertar eletrões, pelo que uma estrutura constituída unicamente por silício é por si um fraco condutor, sendo assim necessário dopá-lo. Na dopagem do tipo N, é adicionado uma pequena quantidade de fósforo, que tem 5 eletrões na última camada formando assim ligações covalentes perfeitas com os 4 eletrões do silício. O 5º eletrão vai continuar ligado ao fósforo por uma ligação fraca pelo que necessita de pouca energia para se libertar, adquirir movimento e produzir assim corrente elétrica. A camada do tipo N tem, desta forma, excesso

de elétrons. Na dopagem do tipo P, é adicionado uma pequena quantidade de Boro, que tem 3 elétrons na última camada. Formam-se assim ligações covalentes perfeitas com os 3 elétrons do silício. Não havendo elétrons suficientes, o resultado obtido é uma lacuna. Desta forma, a camada do tipo P tem excesso de lacunas.

A união destas duas camadas é chamada de ligação PN e gera um campo elétrico devido aos elétrons na camada N que vão ocupar as lacunas na camada do tipo P. Com incidência da radiação solar na célula e devido ao campo elétrico criado na ligação PN, os elétrons vão fluir da camada do tipo P para a camada do tipo N, ocorrendo assim o efeito fotovoltaico. Este fluxo é possível usando ligações que fechem o circuito e ocorre enquanto a radiação solar estiver a incidir na célula. Quanto maior esta radiação incidente, maior o fluxo [29].

A célula pode ser modelizada num circuito equivalente que contem um gerador, um díodo e duas resistências que representam as perdas (Figura 2.5). A resistência em paralelo corresponde às perdas por corrente e resistência em série às perdas por tensão.

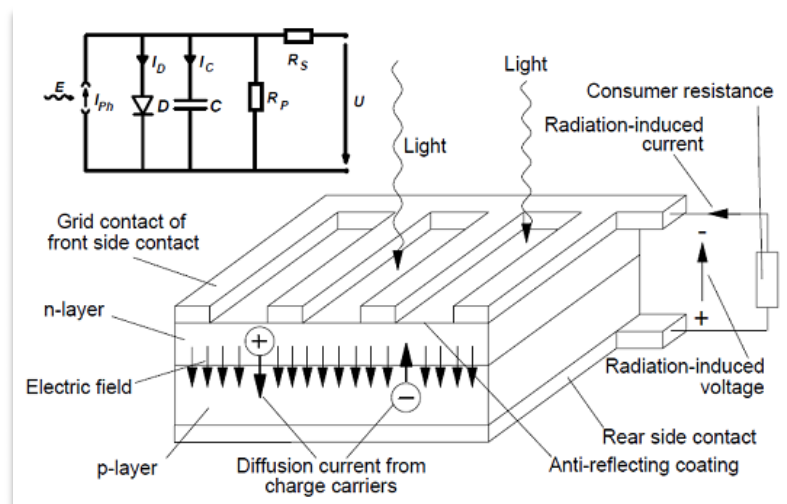


Figura 2.5 - Estrutura típica de uma célula fotovoltaica e respetivo circuito equivalente [29].

Recorrendo à curva típica das células solares presente na Figura 2.6, é notório que é possível otimizar a sua utilização.

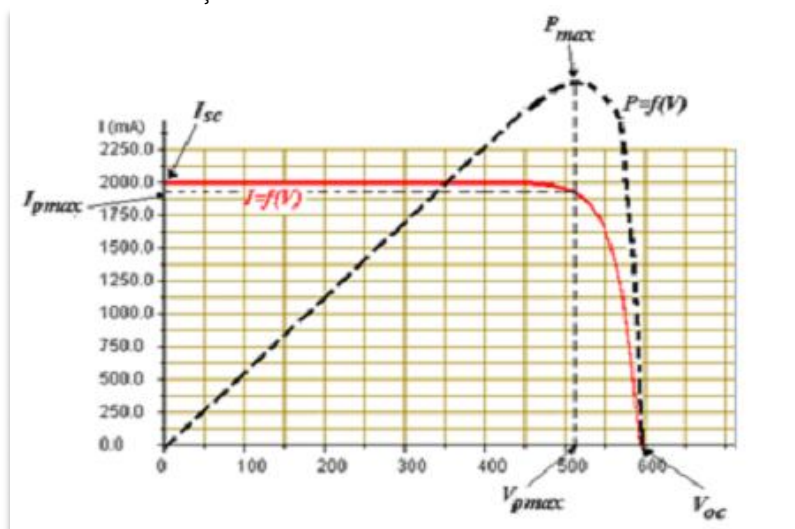


Figura 2.6 - Curva típica de uma célula solar [30].

Na figura anterior, V_{oc} corresponde à tensão em circuito aberto e I_{sc} corresponde à corrente em curto-circuito. A indicação destes valores é obrigatória nas chapas de características dos painéis solares. Na Figura 2.6 pode-se observar que existe uma potência ativa máxima para um determinado valor de tensão e corrente, assim, pretende-se que este seja sempre o ponto de operação do sistema, mas nem sempre é fácil de garantir que isso aconteça. Uma das soluções para este problema é o uso de um MPPT (seguidor solar), em que este dispositivo garante que o ponto de operação do sistema é o ponto de extração da potência máxima. O uso de seguidores de um ou dois eixos, em locais de elevada radiação direta, pode aumentar consideravelmente a produção de energia solar em cerca de 30% para o primeiro caso e um adicional de 6% para o segundo [31].

2.2.4 - Produção Geotérmica

A energia geotérmica é a energia termal gerada e armazenada no nosso planeta. O calor da Terra promove uma produção de energia contínua (24 horas por dia), limpa e sustentável [32]. Esta energia é considerada um recurso renovável porque o calor do interior da Terra é essencialmente ilimitado. O calor flui continuamente no interior do planeta, movimentando-se inicialmente por condução, correspondendo a 42 milhões de MW de potência e deverá permanecer assim por bilhões de anos, garantindo uma fonte inesgotável de energia [33]. Atualmente, 24 países recorrem à produção de eletricidade a partir da energia geotérmica [34], enquanto o calor geotérmico é utilizado em cerca de 70 países [35]. Segundo a IGA (Associação Internacional Geotermal), existem cerca de 10,705 MW de potência geotérmica ativa.

Um sistema geotérmico necessita de calor, permeabilidade e água [32]. O calor no núcleo do planeta continua a fluir para o exterior e, ocasionalmente, este calor, em forma de magma, ascende à superfície mas normalmente mantêm-se debaixo da crosta terrestre, aquecendo as rochas e a água que se encontram nas proximidades, chegando mesmo a temperaturas de 700°F (aproximadamente 371°C). A água aquecida pelo calor terrestre (água quente ou vapor) pode ficar presa em rochas permeáveis e porosas sob uma camada de rochas impermeáveis e, assim, pode surgir um reservatório geotérmico como o da Figura 2.7.

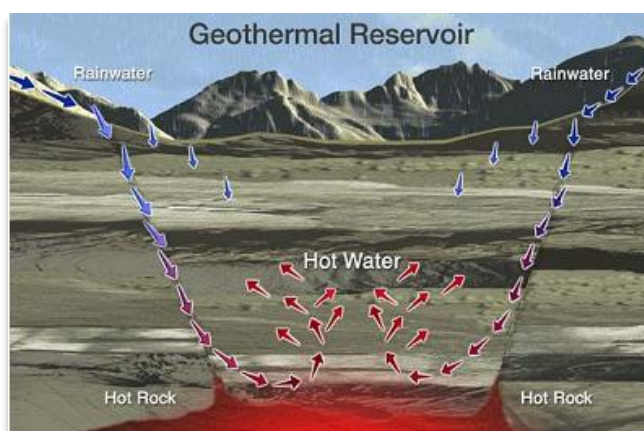


Figura 2.7 - Formação de um reservatório geotérmico [32].

Para a produção de eletricidade, o calor tem que ser transportado para a superfície pela circulação do fluido, através de condutas de magma, fontes geotermiais, circulação hidrotermal, poços de petróleo, poços de água ou uma combinação destes. Quando a crosta é fina, a circulação do calor acontece naturalmente. Nestes casos é suficiente transportar o fluido até perto da superfície terrestre através de condutas de magma e depois para a superfície através das fontes geotermiais. Quando não é possível utilizar estas fontes, são necessárias técnicas mais complexas.

Estima-se que o potencial de geração de eletricidade a partir da energia geotérmica varia entre 35 a 2000 GW, dependendo do valor dos investimentos e das condições geológicas do local [35], com uma baixa eficiência térmica entre os 10% e os 23% [36]. A exploração deste tipo de recurso, no entanto, é considerada sustentável pois a extração é muito pequena em relação ao calor total proveniente do planeta Terra. Para evitar a escassez local, a extração deve ser monitorizada e controlada.

As centrais de produção de eletricidade a partir da energia geotérmica são semelhantes às centrais térmicas que usam turbinas a vapor. Atualmente, existem quatro tipos de centrais comerciais: centrais geotérmicas de vapor seco, de vapor de fuga, de ciclo binário ou uma central de ciclo combinado entre o vapor de fuga e o binário. As centrais de vapor seco são as mais simples e mais antigas, em que o vapor geotermal tem que possuir no mínimo uma temperatura de 150°C e é diretamente utilizado para acionar as turbinas [35]. É, no entanto, muito raro encontrar recursos de vapor seco.

As centrais de vapor de fuga são, atualmente, o tipo de central mais comum. O fluido geotérmico tem que estar no mínimo a uma temperatura de 180°C e é inicialmente captado para tanques de baixa pressão anexos ao aproveitamento. A maior parte do fluido é transformado em vapor e separado do restante fluido, sendo depois utilizado para acionar o grupo turbo-alternador [37]. Após a passagem do vapor pelas turbinas, a água condensa e volta para o reservatório.

Os recentes avanços da tecnologia tornaram possível a produção económica de eletricidade a partir de recursos geotérmicos abaixo dos 150°C [32], nascendo assim as centrais termoelétricas de ciclo binário que podem usar aproveitamentos com temperaturas a partir dos 57°C. A água geotermal moderadamente quente passa por um fluido secundário com um ponto de ebulição muito mais baixo que o da água, fazendo assim com que este fluido se transforme em vapor, acionando as turbinas. Atualmente este é o tipo de central geotérmica mais construída, uma vez que podem ser instaladas em muitos mais locais que as anteriores. Por fim, existe a central de ciclo combinado, combinando o vapor de fuga com o binário. Este tipo de centrais procura absorver as vantagens de ambas as tecnologias. Nesta tecnologia, a porção de água geotermal que se transforma em vapor de fuga a uma pressão reduzida é primeiramente convertida em eletricidade através de uma turbina a vapor de contrapressão e o vapor de baixa pressão libertado é condensado no sistema binário [32].

A estrutura e o modo de funcionamento de cada uma das centrais geotérmicas são resumidamente ilustrados na Figura 2.8.

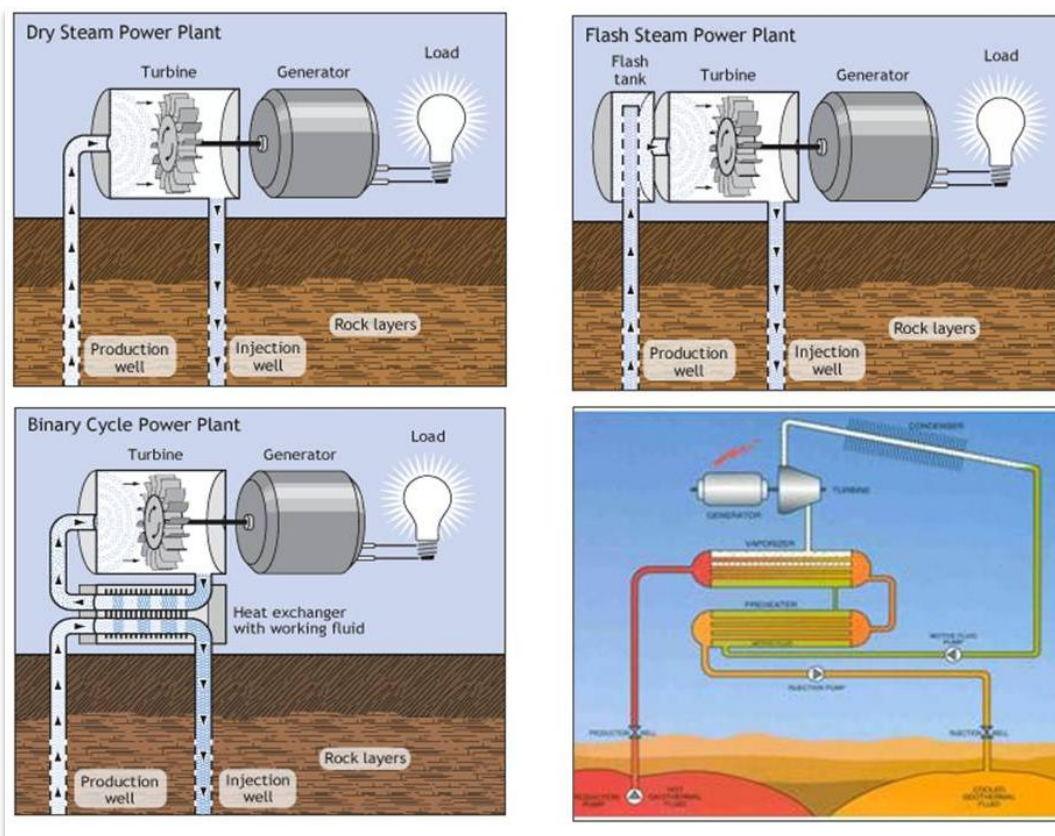


Figura 2.8 - Tipos de centrais geotérmicas. Central de vapor seco (Dir. cima); central de vapor de fuga (Esq. cima); central de ciclo binário (Dir. baixo) [38]; central de ciclo combinado vapor de fuga/binário (Esq. baixo) [32].

2.3 - Integração da produção renovável nos SEE

A integração de produção renovável nos sistemas elétricos de energia (SEE) é cada vez maior, devido à consciencialização das graves alterações climáticas verificadas nos últimos anos. É possível ler na Diretiva Europeia 2001/77/CE que “o aumento da utilização de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis constitui uma parte substancial do pacote de medidas necessário ao cumprimento do Protocolo de Quioto à Convenção-Quadro das Nações Unidas relativa às alterações climáticas e de qualquer pacote de medidas destinadas ao cumprimento de compromissos ulteriores”. O objetivo da União Europeia é garantir que no ano de 2020 cerca de 20% da sua energia seja proveniente de fontes renováveis [39]. Na Figura 2.9 é possível observar o crescimento previsto das energias renováveis na Europa até ao final da década. De salientar a grande aposta na eólica *offshore*, que atualmente detém uma pequena cota da produção renovável total mas possui uma grande margem de progressão, principalmente no Mar do Norte, uma vez que este apresenta uma combinação ótima entre ventos fortes e águas rasas. A produção eólica *offshore*, contudo, ainda possui custos muito elevados referentes à manutenção, ultrapassando o dobro do custo das eólicas *onshore* [23].

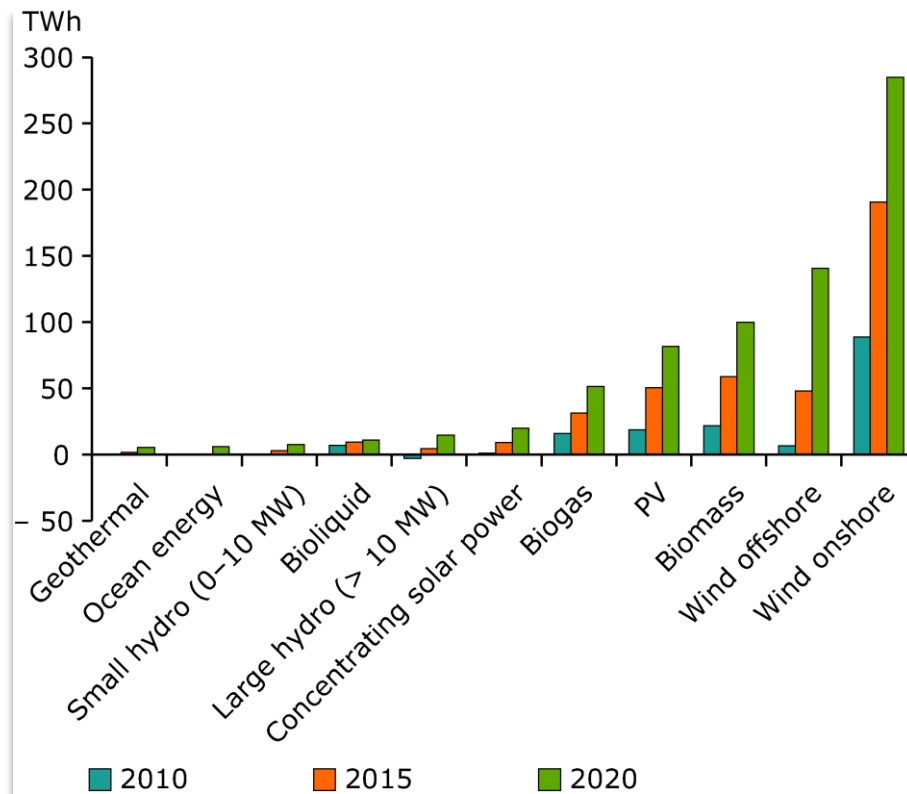


Figura 2.9 - Potencial crescimento das energias renováveis na Europa [40].

2.3.1 - Importância da previsão de produção renovável

A integração de fontes de energia renovável nas redes elétricas tornou-se um grande desafio na utilização e controlo dos SEE, devido ao comportamento flutuante e intermitente da produção eólica e solar, em que os recursos disponíveis são impossíveis de se controlar. Tornou-se assim necessário integrar a produção renovável num SEE inicialmente desenhado para grandes quantidades de produção provenientes da queima de combustíveis fósseis e centrais nucleares próximas dos centros consumidores [41], conduzindo a problemas de congestionamento de linhas, aumento das perdas nas mesmas e a necessidade de uma reserva de energia.

Nos sistemas elétricos, a produção e o consumo têm que se igualar em todos os momentos. Uma vez que é impossível controlar a produção renovável, existem duas maneiras possíveis de resolver este problema: a primeira, menos interessante, passa por desperdiçar energia proveniente de fontes renováveis, não a usando totalmente quando está disponível; a segunda, mais interessante, passa pela previsão da disponibilidade dos recursos [42]. Estes recursos são determinados pelas condições climáticas, estando disponíveis apenas em certas quantidades e períodos de tempo. Por exemplo, nos países europeus, é usual que no Inverno exista elevada precipitação e vento, contribuindo para a produção eólica e hidroelétrica. Quanto à produção solar, só está disponível durante o dia e com mais abundância nos meses de Verão.

A previsão constitui um pré-requisito para a integração de grande parte das fontes renováveis nos SEE, uma vez que interliga a produção dependente das condições climáticas

com a produção escalonada das centrais convencionais e a previsão do consumo, sendo a última prevista com razoável precisão [41]. Sendo o vento o recurso mais imprevisível, é necessário que o sistema possua uma reserva de energia. Segundo um estudo realizado em [43], baseado num caso real, o autor afirma que a integração de energia eólica em larga escala provoca um aumento do nível mínimo das reservas devido aos erros de previsão do vento. Numa previsão, o método utilizado, o número de turbinas eólicas para que é realizada, a sua localização e o número de horas de antecedência com que é feita, são fatores que influenciam o comportamento dos seus erros. Estes erros obrigam a que existam restrições de reserva mais complexas e que o UC seja constantemente recalculado, principalmente quando se dispõe de uma nova previsão. O UC indica as máquinas que estão ativas dentro das disponíveis, em qualquer momento, de maneira a que a carga e a produção se igualem com o mínimo de custo possível. Uma vez que a produção renovável possui, normalmente, custos nulos de operação na formulação do UC, o operador do sistema procura utilizar ao máximo a potência proveniente destas fontes de forma a minimizar os custos de produção necessários para alimentar a carga do sistema. O operador do sistema tem que ajustar a produção das centrais convencionais para compensar a variabilidade dos recursos renováveis, principalmente do vento. A disponibilidade de informações precisas e de medições do vento quase em tempo-real são indispensáveis para decisões de UC e de despacho económico [44].

Em Portugal, o vento é mais forte durante a noite, quando grande parte das fábricas e empresas estão fechadas e a maioria das pessoas se encontram a descansar e, portanto, existe um menor consumo de energia elétrica. Nas horas de vazio, existe a possibilidade de se verificar um excesso de produção face ao consumo, uma vez que a carga do sistema é baixa e a produção, principalmente eólica, pode tornar-se elevada. Uma vez que é necessário garantir a constante operacionalidade de grupos térmicos, devido à intermitência das renováveis, e uma vez que estes devem ser desligados quando operam abaixo dos seus mínimos técnicos, uma possível solução para igualar a carga do sistema à produção passa por armazenar o excesso de energia proveniente do vento através da bombagem ou, no limite, cortar na produção renovável. Quando este caso se verifica em horas de ponta, existe também a possibilidade de vender o excesso de energia a Espanha, através da interligação elétrica existente entre os dois países. Nos casos em que se verifica um excesso de consumo face à produção total, é necessário utilizar as reservas energéticas existentes ou importar energia proveniente de Espanha. A estimação dos desequilíbrios entre a produção e a carga do sistema, tal como a sua distribuição pelas horas de ponta e vazio tornam-se, então, elementos de extrema importância [45].

A produção eólica pode ser prevista com um dia de antecedência mas existem situações em que erros de previsão entre 20% e 50% não são incomuns [46]. Estas características aumentam os níveis de variabilidade e incerteza na operação dos SEE mas, no entanto, nem toda a variabilidade da produção eólica é importante. Para pequenos intervalos de tempo, até 30 minutos, as variações síncronas nos parques eólicos não estão correlacionadas e podem-se anular. As variações para intervalos até 30 minutos podem causar impactos na reserva secundária. Estes impactos podem ser atenuados através do controlo das rampas na produção eólica, com algumas perdas, mas não significantes, na performance da geração. No caso da integração, no sistema, de produção eólica em pequena escala, a melhor solução passa por aumentar a reserva secundária em cerca de 5% em relação à capacidade instalada de produção eólica [9].

A incerteza nas previsões da produção eólica provoca um aumento do custo de operação do sistema, uma vez que é necessário um aumento da reserva secundária e terciária para colmatar a variabilidade deste recurso. Uma hipótese de solucionar este problema seria diminuir o horizonte temporal do escalonamento com um dia de antecedência para apenas 6 horas de antecedência. Assim, reduziria-se cerca de 50% das necessidades de recorrer à reserva terciária mas, geralmente, para o mercado é necessário um escalonamento com um dia de antecedência [9]. Concluindo, uma melhor previsão das produções renováveis ajuda a diminuir os custos de operação do sistema.

2.3.2 - Impactos nos mercados de eletricidade

Anteriormente as empresas de eletricidade correspondiam a monopólios verticalmente integrados. Em Portugal, até há poucos anos, existia apenas um operador responsável pela produção e comercialização da energia elétrica no mercado regulado existente a uma tarifa determinada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). A tarifa remunerava todas as atividades da cadeia de valor (Figura 2.10) e, para além disso, continha os acertos dos desvios previsionais de anos anteriores e os custos de interesse económico geral [47]. Aqui, verificava-se um monopólio natural, em que não existia a possibilidade de escolher o fornecedor de energia. Existia, também, um planeamento centralizado, um leque restrito de serviços disponibilizados, a inexistência de regulação independente e os acordos tarifários eram realizados com entidades governamentais [48].



Figura 2.10 - Cadeia de valor do sistema elétrico [47].

Seguindo a tendência, surgiu a necessidade de criar um mercado liberalizado em Portugal, à semelhança do que estava a ocorrer na Europa e ao mesmo tempo do que o processo de liberalização espanhol. A criação do Mercado Português de Eletricidade surgiu agregada à criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). O MIBEL surgiu como um passo significativo, à escala europeia, para a construção do Mercado Interno de Energia e existe como mercado ibérico com uma plataforma comum ao dispor dos operadores portugueses e espanhóis desde 1 de Julho de 2007. Para haver um período de adaptação ao novo modelo de mercado com vista ao objetivo final da criação do OMI (Operador de Mercado Ibérico), foram previstos dois operadores responsáveis pela gestão dos mercados organizados: OMEL, polo espanhol, responsável pela gestão do mercado *spot* (diário e intra-diário) e o OMIP, polo português, responsável pela gestão do mercado a prazo [47]. Atualmente, ainda existem clientes ligados ao mercado regulado, processo que será finalizado em 2015, em que todos os clientes serão transitados para o mercado livre.

Em Portugal, com a liberalização do mercado, foi aceite o princípio da decomposição das atividades verticalizadas nos diferentes segmentos da sua cadeia de valor, onde se salientavam três medidas essenciais: a dissociação de atividades (*unbundling*), o estímulo no acesso de terceiros à rede e a criação de autoridades reguladoras independentes. O *unbundling* refere-se à separação dos monopólios naturais que deveriam manter-se fora do

âmbito da concorrência. Assim, as atividades de transporte e distribuição mantiveram-se reguladas, enquanto a geração e a comercialização foram submetidas ao regime de concorrência [49].

Em relação à transmissão da energia elétrica, é o operador do sistema de transmissão (TSO) que define as condições de acesso de terceiros à rede como atividade negociada, regulada ou de comprador único. Este deve ser independente da produção ou da carga e tem como função encontrar um equilíbrio contínuo entre estes, garantindo sempre um nível mínimo de reserva para súbitas contingências.

Segundo [46], o esquema de operação típico de um SEE segue uma sequência bem definida. Inicialmente é realizada uma previsão com um dia de antecedência (*day-ahead forecast*), em que os participantes no mercado preveem a carga do sistema para cada hora do dia seguinte. Este é um processo sofisticado que envolve informação histórica, previsões meteorológicas e a hora do dia. Posteriormente, no mercado diário (*day-ahead market*), os geradores e as cargas licitam para a produção e compra de energia, tal como para as reservas de operação. Finalizado o mercado diário, o operador do sistema realiza um *unit commitment*, considerando o preço de mercado, através de um *mix* apropriado com o objetivo de alimentar a carga, tendo em consideração restrições de arranque e manobra dos geradores e restrições referentes ao congestionamento nas linhas. Uma vez que se notificam erros nas previsões, existe o mercado intra-diário, em que o operador do sistema ajusta a geração com o intuito de igualar a carga, no próprio dia e em tempo real. Para finalizar, a potência realmente gerada e consumida é registada e os desequilíbrios em relação aos valores escalonados são definidos financeiramente, seguindo um conjunto estabelecido de regras de mercado.

O mercado diário é o mercado onde a energia é negociada entre compradores e vendedores. O tipo mais comum de negociação no mercado de eletricidade é através de licitações (*pool*), seguindo um padrão uniforme que pode ser simétrico ou assimétrico, dependendo de quem compete no mercado. Num mercado assimétrico, apenas são os fornecedores a competir. Num mercado simétrico, fornecedores e consumidores apresentam as suas propostas.

Em Portugal, funciona como um mercado simétrico onde os vendedores representam entidades capazes de vender eletricidade no mercado. Estas apresentam propostas de produção e os seus preços de mercado correspondentes. Da mesma forma, os compradores, que são os consumidores de eletricidade e empresas de distribuição de energia elétrica, apresentam propostas de compra de energia no mercado diário. As propostas feitas pelos compradores são apresentadas ao operador de mercado e incluídas no processo correspondente. As licitações de compra e venda podem ser realizadas considerando entre 1 e 25 blocos de energia por hora, com a potência e o preço oferecidos em cada bloco. O prazo para a receção de ordens por parte do operador de mercado para o dia D é 10:00 do dia D-1 [50]. As propostas de compra são organizadas por ordem decrescente e as propostas de venda por ordem crescente. O preço de equilíbrio ou preço de mercado, para cada hora, é definido como o ponto de interceção das duas curvas, correspondendo ao preço da última unidade da última oferta cuja aceitação foi necessária para satisfazer a procura correspondente (a unidade com maior preço). Serão aceites todas as ofertas de venda com preços mais baixos do que o preço de mercado estabelecido e todas as ofertas de compra com preços mais elevados do que o preço de mercado. A quantidade de energia negociada, no entanto, será vendida ao preço de mercado e não ao preço correspondente à oferta. Na Figura 2.11 está

representada a curva da procura e da oferta, bem como o ponto de interseção de ambas, definindo o preço de mercado e a quantidade negociada para uma hora t .

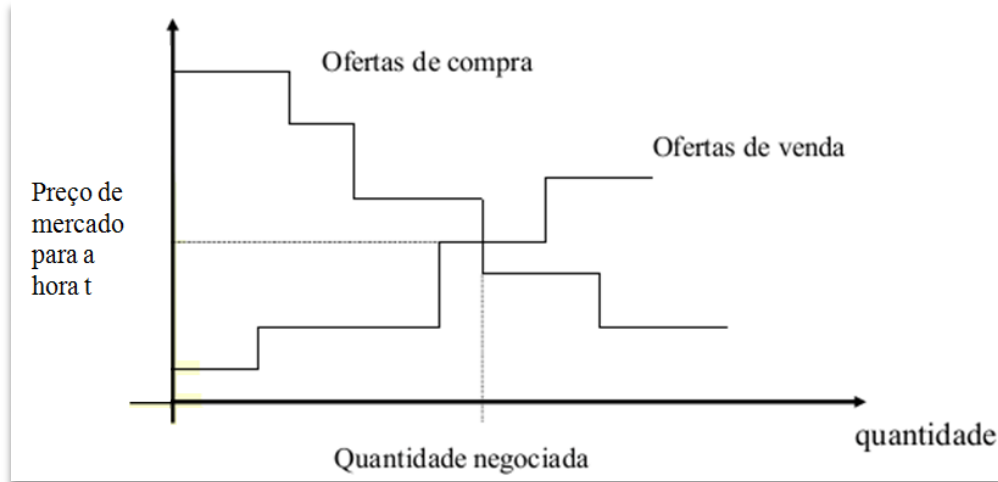


Figura 2.11 - Preço de mercado para a hora t , num mercado simétrico [48].

Num mercado de energia, a curva referente às ofertas de venda é também chamada de curva de ordem de mérito, correspondendo à ordenação de forma crescente das diferentes tecnologias por custo marginal de produção, uma vez que esta vai desde a tecnologia mais barata no *mix* de produção até à tecnologia mais cara e apresenta os custos e capacidades de todas as unidades [51]. A ordem de mérito em Portugal pode ser visualizada na Figura 2.12.

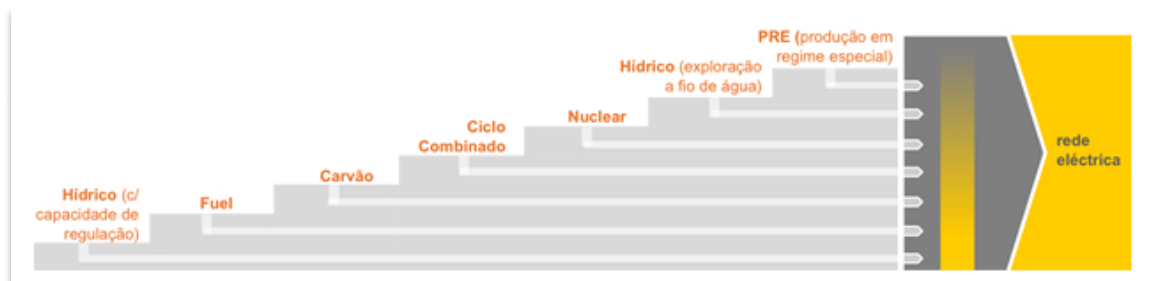


Figura 2.12 - Ordem de mérito do mercado elétrico português [47].

A energia proveniente de recursos renováveis entra diretamente na rede, pois o seu custo de produção é nulo, enquanto as restantes formas de produção entram na rede através da ordem de mérito. A produção hídrica com albufeira, no entanto, ocupa a última posição da ordem de mérito pois constitui a única forma viável de armazenar energia elétrica em larga escala, por isso tem um valor adicional nos períodos em que há picos de consumo e é preciso injetar rapidamente eletricidade na rede. Isto aplica-se a aproveitamentos que possuam albufeiras com capacidade de armazenamento suficiente para turbinar nas horas em que a eletricidade é mais cara.

Como a produção renovável entra diretamente na rede, supõe-se que o preço da energia seja, a curto prazo, mais baixo durante os momentos em que se verifica uma grande quantidade de recursos renováveis. Isto é, quanto maior for o número de geradores renováveis a entrar no mercado, maior é o número de centrais dependentes de combustíveis

fosséis (maior custo marginal) que ficam fora deste [50]. Pode introduzir, no entanto, uma maior volatilidade no preço e exige uma maior flexibilidade por parte dos vendedores.

Ainda no mercado diário, depois de encontrados os preços de mercado para as 24 horas, existe a possibilidade de se realizarem contratos bilaterais (físicos ou financeiros), em que empresas produtoras, por um lado, e empresas distribuidoras, comercializadores, clientes elegíveis, por outro, são livres para negociar. Aqui é possível negociar a duração, quantidade, preço, qualidade, etc. Os agentes podem ser solicitados a fornecer energia para compensar perdas, controlo de tensão/potência reativa ou outros serviços auxiliares, de acordo com a quantidade de potência contratada. A oferta e a procura pretendem os melhores contratos, enquanto a carga tem o direito de escolha. O TSO, por sua vez, tem o poder para determinar alterações se as restrições de segurança forem violadas, através, por exemplo, de mercado de ajustes ou *market splitting* [48].

Depois de verificadas todas as condições que tornam a solução económica tecnicamente viável, o processo realizado no dia anterior ao do horizonte programado fica assim concluído. Devido aos erros de previsão, é necessário recorrer ao mercado intra-diário para que sejam efetuados ajustes, no próprio dia e em tempo real. Este mercado está aberto a unidades de produção, revendedores de último recurso, revendedores, consumidores diretos e retalhistas não residentes interagindo como compradores e vendedores. O mercado intra-diário é organizado em seis sessões realizadas nos dias D-1 e D do horizonte programado e todos os agentes que participam na sessão do mercado diário correspondente podem entrar neste mercado. Depois, outra revisão das restrições técnicas deve ser feita, a fim de garantir a qualidade do fornecimento [50].

O erro de previsão da produção renovável, principalmente do vento, provoca desequilíbrios entre a produção e o consumo, atingindo os volumes de energia requeridos e o preço. Uma vez que o vento é uma fonte bastante irregular e intermitente, é necessário um aumento da energia necessária para ajustar o sistema. Para se efetuar os ajustes no mercado intra-diário, é necessário recorrer obter várias previsões dos recursos renováveis durante o próprio dia e, posteriormente, recorrer a reservas de regulação de energia. Inicialmente, a regulação da reserva primária atende imediatamente às necessidades de ajuste de geração no sistema e é normalmente fornecido por unidades geradoras com controlo automático de geração (AGC), respondendo a desvios de frequência na rede [52]. Existem também reservas de regulação secundárias e terciárias, em que a primeira procura reduzir a zero o desvio entre a produção e o consumo numa determinada zona e a última repõe os valores da reserva secundária de acordo com os resultados das ofertas do Mercado de Reservas de Regulação Terciárias [53].

As centrais convencionais são tipicamente penalizadas caso se desviem do valor do despacho em tempo real, no entanto, a produção renovável como a eólica, não entra no despacho por parte do operador de sistema. Tipicamente, esta produção é isenta de penalizações por desvios em tempo real, e grande parte da produção eólica é estabelecida nos mercados intra-diários. Este processo pode ser alterado, uma vez que os vários operadores do sistema estão a trabalhar no aperfeiçoamento da integração de produção eólica nos mecanismos de operação dos mercados diários e intra-diários [52].

2.4 - Custos da produção renovável

O custo da energia elétrica depende essencialmente dos custos associados à sua produção, que podem ser classificados em custos de investimento, de operação (essencialmente combustível) e manutenção. Nas produções renováveis, o combustível não possui qualquer custo e é apenas limitado pelas condições da natureza, reduzindo a zero a parcela dos custos de operação na formulação do UC e do despacho económico. A produção renovável, todavia, possui custos associados à sua operação, mesmo que reduzidos. Nos últimos anos verificou-se uma drástica redução de custos das tecnologias de energia renovável, como resultado do desenvolvimento e pesquisa realizados nesta área e a rápida integração da produção renovável nos SEE. Assim, dados com um ou dois anos podem superestimar significativamente o custo de eletricidade a partir de tecnologias de energia renovável [54].

O preço dos painéis fotovoltaicos, por MW, caiu 60% desde o verão de 2008, de acordo com estimativas da *Bloomberg New Energy Finance*, colocando, pela primeira vez, a energia solar num nível competitivo com o preço de venda de energia elétrica em vários países ensolarados. Os preços das turbinas eólicas também caíram cerca de 18% por MW nos últimos anos, constituindo, tal como a energia solar, uma feroz competição na cadeia de abastecimento [55].

A energia elétrica gerada em locais favoráveis à produção hidroelétrica e geotérmica são, atualmente, a forma mais barata de gerar eletricidade. Os custos das energias renováveis continuam a cair, verificando-se uma diminuição no preço da eletricidade produzida através de energia eólica, solar fotovoltaica, energia solar concentrada e algumas tecnologias de biomassa [25]. As energias renováveis são a solução mais económica para redes que possuam capacidade de integrar este tipo de produção e se situem em áreas com bons recursos. Como o custo da energia renovável vem diminuindo, o âmbito de aplicações economicamente viáveis aumenta. Atualmente, nos locais em que a fonte primária predominante de geração energia é o fuel (por exemplo em ilhas e alguns países), existe quase sempre uma solução renovável de baixo custo, principalmente em áreas remotas com fracas infraestruturas, em que o custo do transporte pode aumentar o custo do combustível entre 10% a 100% [25].

Na Figura 2.13 é possível observar o custo energético (*levelized cost of energy* - LCOE), dependendo do tipo de tecnologia renovável e da região do globo terrestre. O custo de produção de energia continua a ser, talvez, o fator mais importante para determinar se uma tecnologia energética pode atingir a comercialização. Para avaliar corretamente o custo de uma tecnologia específica de produção de energia é necessário desenvolver um padrão com o objetivo de comparar qualquer variedade de tecnologias. Todos os parâmetros relevantes são considerados no cálculo e o resultado final representa um preço por kW [56]. Na expressão 2.1 é possível observar como é calculado o custo energético (LCOE) para cada uma das tecnologias, segundo [56]. Para uma empresa produtora de energia elétrica, este custo representaria o valor mínimo que seria necessário cobrar para justificar o investimento num determinado projeto energético.

$$LCOE = \frac{\text{Custo total durante o tempo de vida}}{\text{Produção total de energia durante o tempo de vida}} = \frac{I - D + CA - S}{E} \quad (2.1)$$

em que:

- I - Custos de investimento inicial;
- D - Benefício fiscal de depreciação;
- CA - Custos anuais de operação e manutenção;
- S - Venda de ativos no final do tempo de vida;
- E - Energia total produzida durante o tempo de vida.

As barras verticais coloridas observadas na figura seguinte representam o intervalo típico do LCOE de cada tecnologia e as linhas horizontais coloridas representam a média ponderada deste custo por país/região.

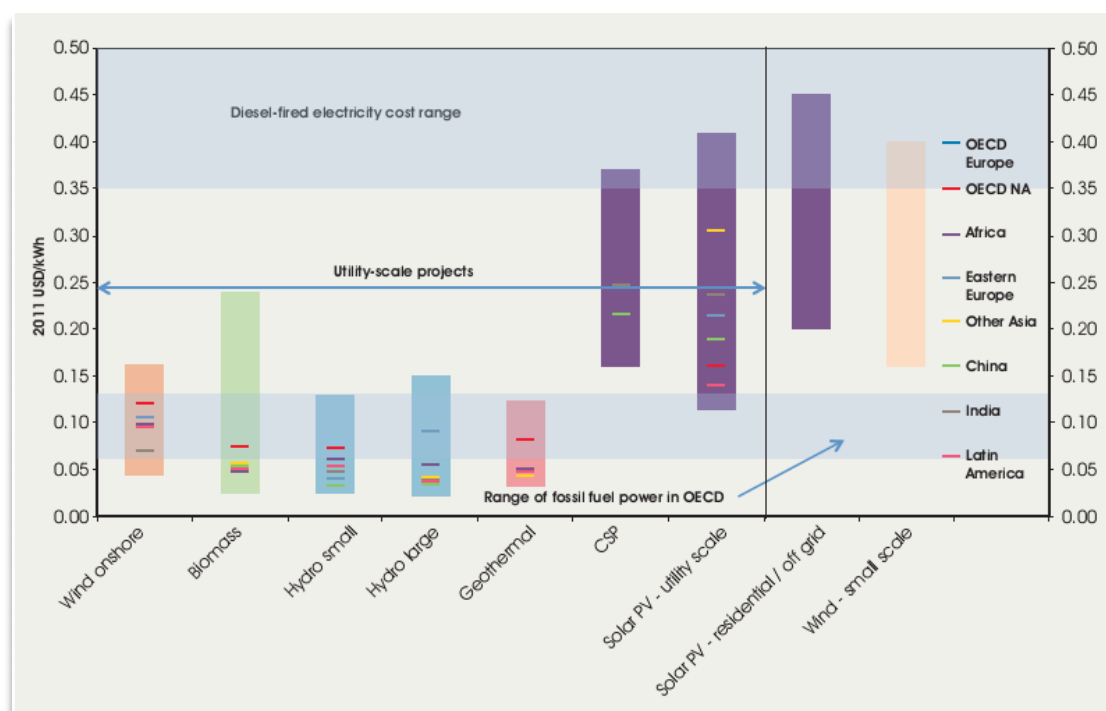


Figura 2.13 - Custo da energia elétrica por região e por tecnologia de produção renovável [25].

Os principais determinantes do custo da energia elétrica proveniente de sistemas eólicos são os custos de investimento, custos de operação e manutenção. O custo das turbinas é o elemento com maior peso nos custos de investimento, representando cerca de 84% do seu total. Num projeto eólico, os custos de investimento dividem-se nas seguintes categorias: custo das turbinas, construção civil, custos de conexão à rede (por exemplo transformadores e subestações), custos de projeto e planeamento e outros custos de investimento, como sistemas de controlo, construção de estradas ou edifícios [57]. Em relação aos custos de operação e manutenção, segundo [58], estes representam entre 20% a 25% do custo total da energia.

Em relação à energia hidroelétrica, esta é uma tecnologia de capital intensivo, com longos prazos de desenvolvimento e de construção devido ao planeamento, *design* e obras de engenharia civil necessárias. Em projetos hidroelétricos, existem dois fatores principais que contribuem para os seus custos: a construção da central (incluindo os custos do desenvolvimento do projeto) e os custos relacionados com os equipamentos eletromecânicos.

O desenvolvimento do projeto inclui o planeamento e estudos de viabilidade, análise dos impactos ambientais, licenciamento, medidas de mitigação dos peixes e animais selvagens/biodiversidade, o desenvolvimento de atividades recreativas, de mitigação histórico e arqueológico, e monitorização da qualidade da água. Usualmente, as centrais hidroelétricas necessitam de pouca manutenção e os seus custos de operação são baixos. Quando é instalada uma série de centrais ao longo de um rio, o controlo centralizado pode reduzir os custos de operação e manutenção para níveis muito baixos. Os custos de operação e manutenção anuais são apresentados, normalmente, como uma percentagem dos custos de investimento por kW por ano, em que os valores típicos vão desde 1% até 4% [25]. A energia hidroelétrica é uma tecnologia madura, previsível e também pode ser uma fonte de custo de eletricidade muito baixo. Embora exija grandes investimentos iniciais, apresenta maior tempo de vida do que qualquer outra central de geração (com substituição de peças) e, em geral, baixos custos de operação e manutenção.

A tecnologia fotovoltaica, atualmente, provou também ser uma tecnologia madura e a sua integração já se verifica em vários mercados. Com a constante redução dos preços, a sua integração será cada vez mais comum, todavia, o seu LCOE ainda é maior do que grande parte das restantes tecnologias renováveis. Os custos de investimento de um sistema fotovoltaico são compostos pelo custo dos painéis fotovoltaicos e o custo dos componentes auxiliares. O custo do painel fotovoltaico é determinado pelos custos das matérias-primas, nomeadamente os custos de silício, processamento/fabrico de células e custos de montagem do painel. O custo dos componentes auxiliares inclui itens como o custo do sistema estrutural (por exemplo, instalação estrutural, prateleiras, preparação e outros anexos), os custos do sistema elétrico (por exemplo, o inversor, transformador, cabos e outros custos de instalação elétrica) e o custo das baterias ou de outro sistema de armazenamento, como no caso de aplicações desligadas da rede [59]. A tecnologia fotovoltaica apresenta baixos custos de operação e manutenção, que dependem do tipo de painéis utilizados.

As centrais geotérmicas necessitam de capital intensivo para a sua instalação mas, no entanto, apresentam custos operacionais bastante baixos e previsíveis. Os custos de investimento têm aumentado ao longo do tempo, essencialmente devido ao aumento dos preços das *commodities*, mas também devido ao aumento dos custos de perfuração, em paralelo com o que aconteceu nos setores do petróleo e gás. Estes custos de instalação de uma central geotérmica são, atualmente, entre 60% a 70% maiores do que no ano 2000 [60]. Os custos totais de investimento numa central geotérmica são compostos pelas seguintes parcelas: custos de exploração e avaliação de recursos, perfuração e re-injeção de poços de produção, infraestrutura de campo e outras instalações de superfície, construção da central e os seus custos associados, e os custos do desenvolvimento do projeto e de ligação à rede [25].

As recentes quedas no preço das energias renováveis reflete o aumento da maturidade destas tecnologias. A marcante melhoria na competitividade das energias renováveis está a alterar o cenário de geração energético, em que as energias renováveis estão a tornar-se rapidamente a escolha mais económica não só para *off-grid* e mini-redes, mas também para a rede elétrica. Para ser efetuada uma transição para um setor de energia verdadeiramente sustentável, será necessário criar um cenário em que exista a obrigatoriedade de que as energias renováveis sejam a solução de menor custo para quase toda a nova capacidade necessária de geração elétrica em todo o mundo, para cobrir tanto o aumento da procura como a reforma das centrais [25].

2.5 - Despacho económico

As unidades de produção de energia elétrica convencional requerem custos de investimento elevados e de manutenção, sendo limitada a existência de recursos para a sua operação. No caso dos grupos térmicos, estes recursos não são de cariz renovável e, portanto, possuem custos associados. O principal objetivo na operação dos mercados de eletricidade corresponde à alocação eficiente dos recursos de produção face às ofertas de compra de energia elétrica [61].

Na situação que foi abordada neste trabalho, Ilha de São Miguel, dada a ausência de Operador de Mercado, o despacho económico tem vindo a ganhar uma relevância crescente, devido o aumento do consumo de energia e do preço do petróleo. Neste caso concreto, este problema terá de ser formulado de modo a integrar a produção das centrais geotérmicas, das centrais hídricas e do parque eólico. Em relação à energia restante para alimentar a carga prevista, o despacho económico indica quanto irá produzir cada máquina da central térmica, de forma a igualar a carga total ao somatório de todas as produções, com o mínimo custo possível.

Neste subcapítulo serão apresentados os métodos clássicos para a resolução do despacho económico nos grupos térmicos.

2.5.1 - Custos de produção das centrais térmicas

Para a operação de um sistema de energia, os custos mais relevantes estão associados ao combustível utilizado pelas centrais térmicas na produção de energia elétrica, pelo que é aqui que o despacho pode trazer mais poupanças.

Na Figura 2.14, pode-se observar um esquema simplificado de um grupo térmico de produção de energia elétrica, sendo este representado por uma caldeira geradora de vapor, que por sua vez vai acionar um sistema turbina-gerador acoplado.

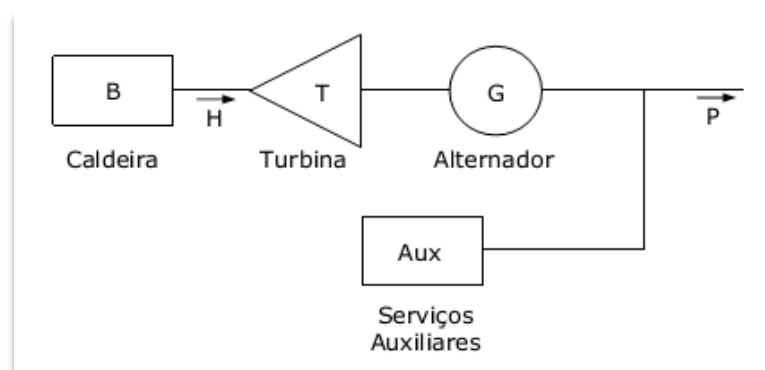


Figura 2.14 - Esquema de um grupo térmico com caldeira-turbina-alternador [62].

Em cada momento, a rede de energia elétrica recebe a potência gerada pelo grupo térmico de forma a satisfazer o consumo, sendo uma pequena porção utilizada para alimentar os serviços auxiliares do próprio grupo (bombas de circulação da caldeira, ventoinhas de arrefecimento, bombas de circulação de água do condensador, etc). Esta porção de potência

ronda os 2% a 6% da potência total produzida. A relação entre a queima de combustível (H) e a potência fornecida à rede (P) pode ser obtida experimentalmente por ensaios a diferentes regimes de carga e pode ser aproximada por uma função polinomial de segunda ordem.

$$H(P) = a + bP + cP^2 \quad (2.2)$$

onde:

H - Consumo de combustível do grupo térmico (gr/h)

P - Potência elétrica entregue à rede (MW)

a,b,c - Parâmetros característico do grupo

Para se obter o custo de produção de um grupo térmico, multiplica-se H pelo preço do combustível utilizado.

$$C(P) = (a + bP + cP^2)F \quad (2.3)$$

em que:

C - Custo de produção (€/h)

F - Custo do combustível (€/gr)

Na Figura 2.15 está ilustrado o comportamento da curva de custo de um gerador térmico. De salientar que existem limites técnicos de operação (P_{\min} e P_{\max}), que variam dependendo da unidade produtora.

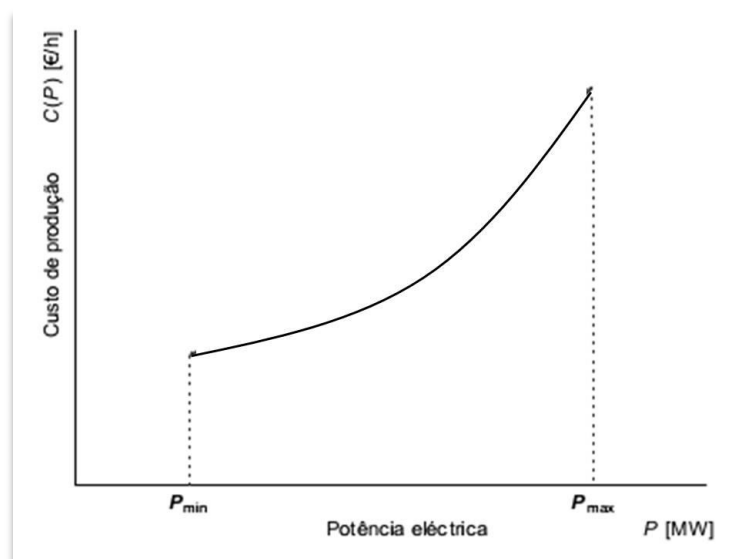


Figura 2.15 - Curva do custo de produção de um grupo térmico [62].

O custo marginal de um grupo térmico é outro parâmetro importante. Matematicamente, este custo refere-se à derivada da curva do custo de produção e tem uma grande importância no despacho, pois o ponto ótimo de funcionamento do sistema com vários grupos térmicos é

atingido quando todas as unidades produtoras operam com o mesmo custo marginal [63]. A sua expressão é a seguinte:

$$C'(P) = (b + 2cP)F \quad (2.4)$$

O custo marginal apresenta-se em Euros por megawatt-hora (€/MWh) e tem um comportamento linear quando a função custo do grupo térmico é uma função de segundo grau (Figura 2.16).

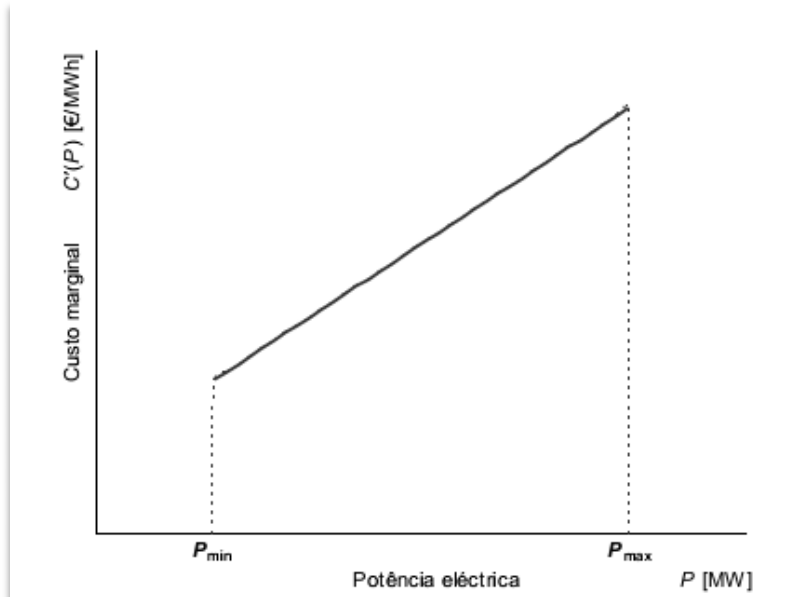


Figura 2.16 - Curva do custo marginal de um grupo térmico [62].

2.5.2 - Formulação do problema de despacho de centrais térmicas

A Figura 2.17 representa um sistema produtor constituído por n geradores térmicos conectados a um barramento comum e que satisfazem o consumo total do sistema (P_{carga}). A potência de saída de cada grupo é dada por P_i e o custo associado a esse valor de potência é C_i [62].

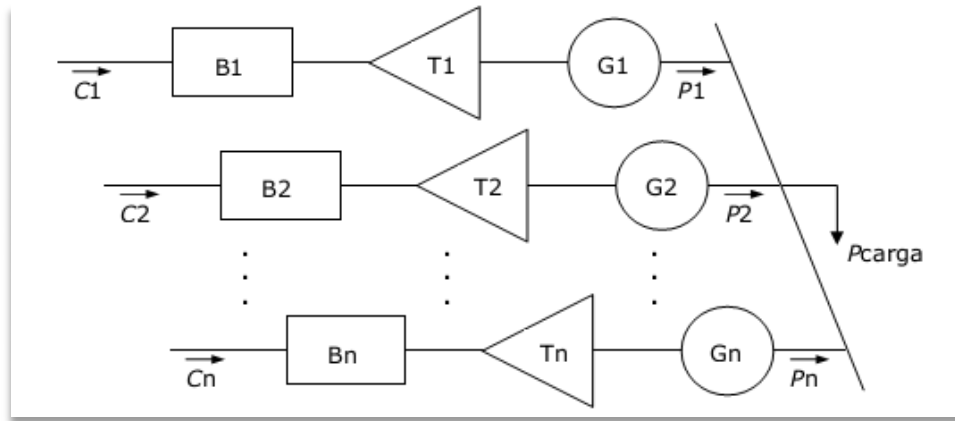


Figura 2.17 - Sistema eletroprodutor com n grupos que alimentam uma carga [62].

Matematicamente falando, pode-se afirmar que o problema é muito conciso, sendo constituído por uma função objetivo, CT, igual ao custo total necessário para alimentar a carga indicada. O problema resume-se em minimizar a função objetivo CT, respeitando todas as restrições técnicas de operação dos grupos e garantindo que o somatório das produções destes é igual à carga a alimentar. Sendo assim:

$$C_T = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \quad (2.5)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_{carga} \quad (2.6)$$

$$P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{max}} \quad (2.7)$$

A expressão 2.6 garante que o somatório das produções de todos os geradores é igual à carga do sistema e a expressão 2.7 assegura o cumprimento dos limites técnicos de operação de cada unidade. Durante este capítulo serão apresentados os vários métodos clássicos para a resolução do despacho económico.

2.5.3 - Métodos de resolução (negligenciando as perdas)

O problema de despacho económico pode ser facilmente resolvido quando as perdas nas linhas são negligenciadas [64]. As únicas restrições impostas nos métodos seguintes são as restrições técnicas dos geradores e a restrição de igualdade da produção total ao consumo. Apenas no final deste capítulo serão apresentados métodos de resolução de despachos económicos que incluem as perdas de transmissão e as restrições de operação dos geradores.

2.5.3.1 - Multiplicadores de Lagrange

Uma das opções para resolver um problema de otimização do despacho económico é através dos multiplicadores de Lagrange. Primeiro, é necessário reformular a estrutura da

expressão que iguala a produção dos geradores ao consumo, ou seja, a expressão 2.6. Esta passa a ter o aspeto seguinte:

$$\varphi = 0 = P_{carga} - \sum_{i=1}^n P_i \quad (2.8)$$

De forma a estabelecer as condições necessárias para determinar o valor extremo da função objetivo, é necessário que a expressão 2.8 seja multiplicada por um coeficiente de Lagrange e somada com a própria função objetivo. Esta expressão é conhecida como a função de Lagrange (2.9).

$$L = C_T + \lambda\varphi \quad (2.9)$$

Para se obter um valor extremo da função objetivo, é necessário que a primeira derivada da função de Lagrange seja igual a zero (2.10). Neste caso existem $n+1$ variáveis, os n valores da potência de saída, P_i , mais o multiplicador de Lagrange indeterminado, λ [63].

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (2.10)$$

A condição necessária para garantir um custo mínimo de operação dos geradores térmicos passa por garantir que o custo marginal de todas as unidades seja igual a um valor indeterminado, λ [63].

Resumindo, para resolver um despacho económico sem perdas utilizando os multiplicadores de Lagrange, será necessário cumprir todas as seguintes expressões:

$$\begin{array}{ll} \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = \lambda & n \text{ equações} \\ P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{max}} & 2n \text{ inequações} \\ \sum_{i=1}^n P_i = P_{carga} & 1 \text{ restrição} \end{array} \quad (2.11)$$

No caso das inequações, quando os geradores atingem os seus limites técnicos de operação, o seu custo marginal vai forçosamente ser diferente do custo marginal do resto dos grupos do sistema.

$$\begin{array}{ll} \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = \lambda & \text{para } P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{max}} \\ \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} \leq \lambda & \text{para } P_i = P_{i_{max}} \end{array} \quad (2.12)$$

$$\frac{dC_i(P_i)}{dP_i} \geq \lambda \quad \text{para } P_i = P_{i\min}$$

2.5.3.2 - Método iterativo Lambda (λ)

A solução apresentada por este método para o despacho económico pode ser aproximada por técnicas gráficas. Considerando que o sistema é constituído por três geradores térmicos, uma solução passaria por colocar num mesmo gráfico a curva do custo marginal de cada um, tal como é possível observar na Figura 2.18.

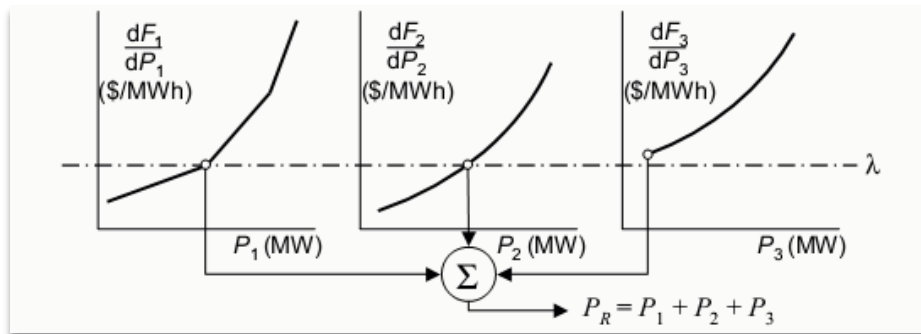


Figura 2.18 - Solução gráfica para o despacho económico [65].

Os pontos de operação devem corresponder ao custo mínimo e o somatório das produções dos geradores devem satisfazer o consumo de energia elétrica, PR. Para isto, pode-se utilizar uma simples régua para encontrar uma solução, ou seja, pode-se assumir um custo marginal e encontrar as potências de saída correspondentes a este custo.

Para além de técnicas gráficas, também se recorre a um processo iterativo, em que se assume o valor do custo marginal e se verifica qual a potência de saída total para este valor, no entanto, a primeira estimativa deverá estar incorreta. Se o valor da potência total de saída se encontrar demasiadamente baixo, aumenta-se λ , e no caso em que o valor da potência total é demasiadamente alto, diminui-se λ . Com duas soluções, pode ser interpolado ou extrapolado um valor mais próximo do valor da potência total (Figura 2.19). Este processo é repetido até que seja atingida a potência de saída desejada.

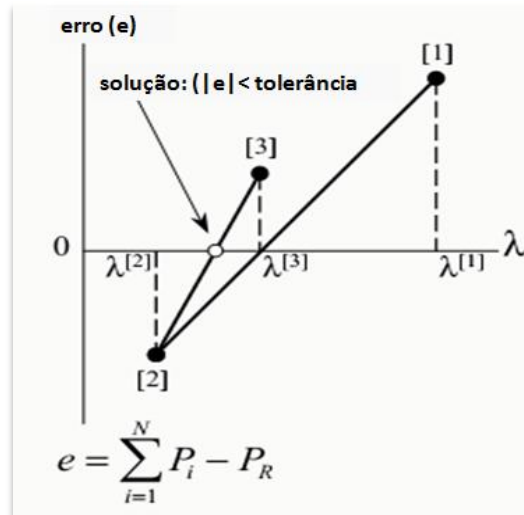


Figura 2.19 - Projeções do Lambda [65].

Este processo pode ser adotado para uma implementação computacional, em que a implementação do cálculo da potência de saída é independente do método utilizado para encontrar a solução. Isto é, a potência de saída de cada gerador pode ser solucionada por um método diferente.

Uma vez que se trata de um processo iterativo, é necessário definir um critério de paragem, sendo que para esta aplicação é usual utilizar um de dois critérios. O primeiro garante que o processo só acaba quando a potência total de saída cumpre a tolerância especificada para o consumo. O segundo garante que o processo é finalizado quando é atingido um valor máximo de iterações. Este processo iterativo pode ser representado pelo fluxograma da Figura 2.20:

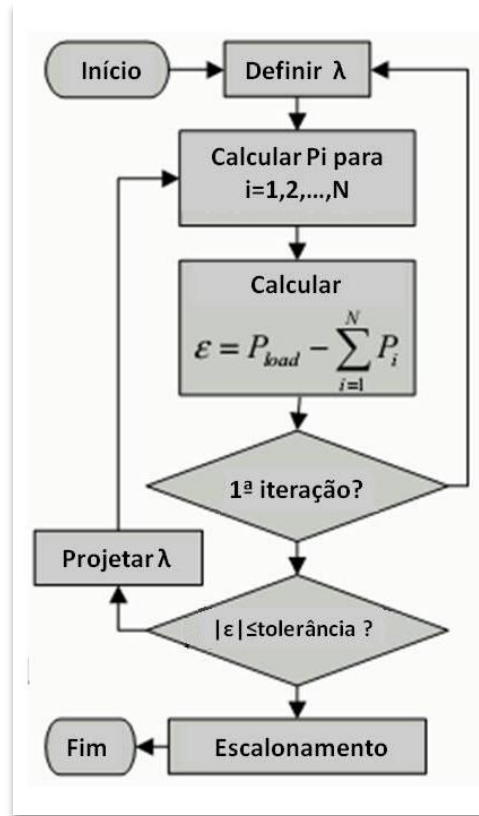


Figura 2.20 - Método iterativo Lambda [65].

2.5.3.3 - Método do gradiente

Através do método iterativo do Lambda, é possível saber qual o valor da produção de cada gerador, dependendo do valor do custo marginal. No caso da função quadrática de custo, ou no caso em que função do custo marginal é representada por uma função linear, isto é possível, contudo, é usual que as funções de custo se apresentem de uma forma mais complexa, tal como a seguinte:

$$C(P) = a + bP + cP^{2.5} + d \cdot \exp \frac{P-e}{f} \quad (2.13)$$

Nestes casos, recorre-se a métodos mais simples para se encontrar o ótimo do problema, como é o caso deste método do gradiente. Este método procura o ponto mínimo da função de custo através do gradiente (*gradient search*), trabalhando sobre o princípio de que o mínimo de uma função, $f(x)$, pode ser encontrado através de vários passos que seguem sempre uma direção descendente. Partindo de qualquer ponto inicial, x^0 , é possível encontrar a direção da descida “mais íngreme” através do gradiente de f (∇f) [63]. O gradiente é determinado através da expressão 2.14.

$$\nabla f = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial f}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Para se deslocar de x^0 para x^1 na direção da descida máxima, assume-se que o gradiente é negativo. Sendo assim:

$$x^1 = x^0 - \alpha \nabla f(x^0) \quad (2.15)$$

em que:

$$x = \begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_n \\ \lambda \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

O valor α na expressão 2.15 é determinado experimentalmente e tem como função garantir que o processo converge [63].

O método do gradiente, em relação ao despacho económico, é aplicado diretamente à função de Lagrange (2.10), apresentando o seguinte aspeto:

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial P_n} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{d}{dP_1} C_1(P_1) - \lambda \\ \vdots \\ \frac{d}{dP_n} C_n(P_n) - \lambda \\ P_{carga} - \sum_{i=1}^n P_i \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

O problema desta formulação reside na falta de garantia que os novos pontos gerados em cada passo cumpram a condição 1.9. Este problema, no entanto, pode ser ultrapassado através de uma pequena variação da metodologia:

$$x^1 = x^0 - \alpha \nabla L \quad (2.18)$$

Segundo [66], o método segue os seguintes passos para a resolução do despacho económico:

Passo 1: Selecionar os valores iniciais, $P_1^{(0)}, P_2^{(0)}, \dots, P_n^{(0)}$, em que $\sum_{i=1}^n P_i^{(0)} = P_{carga}$.

Passo 2: Inicializar $\lambda_i^{(0)}$ para cada gerador através da equação 1.11

Passo 3: Inicializar o custo marginal médio

$$\lambda^{(0)} = \left(\frac{1}{n}\right) \sum_{i=1}^n \lambda_i^0 \quad (2.19)$$

Passo 4: Calcular ∇L .

Passo 5: Se $|\nabla L| \leq \delta$, então segue-se para o passo 8, caso contrário segue-se para o passo 6. A variável δ representa um valor pré-definido e é responsável por decidir quando acaba o processo iterativo.

Passo 6: Atualizar $x^i = x^{(i-1)} - \alpha \nabla L$

Passo 7: Voltar ao passo 5.

Passo 8: Fim do processo.

2.5.3.4 - Método de Newton

O processo para alcançar a solução do problema pode ser elevada a um nível superior, pois o objetivo passa por igualar o gradiente a zero [63]. Ou seja:

$$\nabla L_x = 0 \quad (2.20)$$

Uma vez que é apenas uma função vetorial, o método de Newton procura a correção que leva a que o gradiente seja zero. Supondo que é desejado conduzir a função $g(x)$ a zero, os primeiros dois termos da série de Taylor sugerem o seguinte:

$$g(x + \Delta x) = g(x) + [g'(x)]\Delta x = 0 \quad (2.21)$$

Em que a função objetivo é definida como:

$$g(x) = \begin{bmatrix} g_1(x_1, \dots, x_n) \\ \vdots \\ g_n(x_1, \dots, x_n) \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Logo, o seu Jacobiano é:

$$g'(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Uma vez que se trata de um método iterativo, o valor de Δx em cada nova iteração vai corresponder ao resultado da seguinte expressão:

$$\Delta x = -[g'(x)]^{-1}g(x) \quad (2.24)$$

Igualando a função g ao vetor ∇L_x , vem:

$$\Delta x = -\left[\frac{\partial}{\partial x}\nabla L_x\right]^{-1}\Delta L_x \quad (2.25)$$

Para o caso do despacho económico, a função Lagrangeana foi definida pela expressão 2.9 e o gradiente da mesma também já foi definida anteriormente. Assim, a matriz Jacobiana torna-se uma matriz Hessiana, uma vez que é constituída apenas por derivadas de segunda ordem.

$$\frac{\partial}{\partial x}\nabla L_x = \begin{bmatrix} \frac{d^2L}{dx_1^2} & \frac{d^2L}{dx_1dx_2} & \dots \\ \frac{d^2L}{dx_2dx_1} & \dots & \\ \vdots & \vdots & \\ \frac{d^2L}{d\lambda dx_1} & \dots & \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Geralmente, o método de Newton procura a solução para a correção que está mais próxima do custo mínimo de geração num único passo, contrariamente ao método do gradiente [63].

Para diversas aplicações, o método do Lambda é a escolha primordial, no entanto, com a introdução do trânsito de potências ótimo (*optimal power flow*), tanto o método do gradiente como o de Newton tornam-se interessantes.

2.5.4 - Métodos de resolução com perdas - coeficientes B

Quando o consumo e a produção estão situados numa região geográfica de pequena dimensão, não existe problema em negligenciar as perdas das linhas e o despacho ótimo é realizado com todas as unidades produtoras a operar com o mesmo custo marginal, a não ser que os limites técnicos sejam violados, tal como já foi visto anteriormente. Em sistemas de grande dimensão e com grandes distâncias, as perdas nas linhas tornam-se significantes e é necessário considerá-las para a resolução do despacho económico.

O método mais conhecido para a resolução deste tipo de problemas é o método dos coeficientes B ou também denominado de método dos coeficientes de perdas. É mais complexo resolver um problema de despacho em que são incluídas as perdas nas linhas, daí que para a inclusão das perdas no despacho económico é necessário fazer algumas simplificações. Isto é, considera-se que a tensão e o seu ângulo se mantêm constantes em todos os barramentos; o fator de potência de cada máquina também se mantêm constantes; todas as correntes têm o mesmo ângulo e é necessário calcular o fluxo de potência várias

vezes [67]. Para se perceber melhor este método, é apresentado na Figura 2.21 um exemplo que inclui apenas dois geradores.

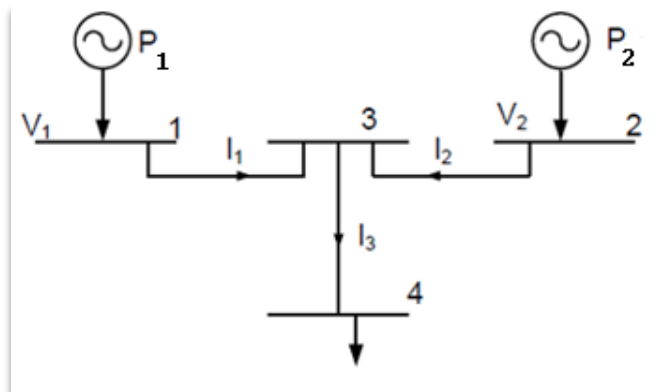


Figura 2.21 - Sistema com dois geradores [67].

Observando o esquema apresentado e recorrendo a princípios básicos de análise deste tipos de sistemas, podemos afirmar que as perdas na rede são expressas na seguinte equação:

$$P_{perdas} = R_{L1}I_1^2 + R_{L2}I_2^2 + R_{L3}I_3^2 \quad (2.27)$$

Assumindo a simplificação de que todas as correntes estão em fase, tal como foi mencionado anteriormente, é possível afirmar que $I_3 = I_1 + I_2$. Logo:

$$P_{perdas} = (R_{L1} + R_{L3})I_1^2 + (R_{L1} + R_{L3})I_2^2 + 2R_{L3}I_1I_2 \quad (2.28)$$

sabendo que:

$$I_1 = \frac{P_1}{V_1 \cos \phi_1} \text{ e } I_2 = \frac{P_2}{V_2 \cos \phi_2} \quad (2.29)$$

Sendo assim, a equação 1.28 pode ser apresentada em função da produção de cada gerador:

$$P_{perdas} = B_{11}P_1^2 + 2B_{12}P_1P_2 + B_{22}P_2^2 \quad (2.30)$$

Através desta última expressão, é possível retirar os valores dos coeficientes B:

$$B_{11} = \frac{R_{L1} + R_{L3}}{V_1^2 \cos^2 \phi_1}; B_{12} = \frac{R_{L3}}{V_1 V_2 \cos \phi_1 \cos \phi_2}; B_{22} = \frac{R_{L2} + R_{L3}}{V_2^2 \cos^2 \phi_2} \quad (2.31)$$

Resumindo, a estimativa do valor das perdas é dada por:

$$P_{perdas} = [P]^T [B] [P] \quad (2.32)$$

Esta expressão nem sempre é válida. No caso mais geral, esta apresenta uma expressão que resulta do desenvolvimento em série de Taylor do cálculo das perdas [67]. Esta equação é definida pela expressão 1.32.

$$P_{perdas} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^n B_{0i} P_i + B_{00} \quad (2.33)$$

Para se realizar o despacho considerando as perdas nas linhas de transmissão, este será resolvido através de um método iterativo. Quando as perdas não eram contabilizadas, o problema do despacho económico resolvia-se igualando os custos marginais, λ , de cada unidade produtora.[63] Incluindo as perdas de transmissão, o conceito é o mesmo, com a diferença de que o custo marginal será multiplicado por um fator penalizador.

$$F_p = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_i}} \right) \quad (2.34)$$

logo:

$$\lambda = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_i}} \right) \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} \Leftrightarrow \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} - \lambda + \lambda \frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_i} = 0 \quad (2.35)$$

Voltando ao exemplo dos dois geradores e aplicando a equação 1.34, a equação para a máquina 1 vai ser a seguinte:

$$(a_1 P_1 + b_1) - \lambda + \lambda (2B_{11} P_1 + 2B_{12} P_2 + B_{10}) = 0 \Leftrightarrow \left(\frac{a_1}{\lambda} + 2B_{11} \right) P_1 + 2B_{12} P_2 = \left(1 - B_{10} - \frac{b_1}{\lambda} \right) \quad (2.36)$$

Seguindo o mesmo raciocínio, a máquina 2 apresentará a seguinte formulação:

$$2B_{21} P_1 + \left(\frac{a_2}{\lambda} + 2B_{22} \right) P_2 = \left(1 - B_{20} - \frac{b_2}{\lambda} \right) \quad (2.37)$$

Passando para a forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{a_1}{\lambda} + 2B_{11}\right) & 2B_{12} \\ 2B_{21} & \left(\frac{a_2}{\lambda} + 2B_{22}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 - B_{10} - \frac{b_1}{\lambda}\right) \\ \left(1 - B_{20} - \frac{b_2}{\lambda}\right) \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Para um caso geral com N geradores:

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{a_1}{\lambda} + 2B_{11}\right) & 2B_{12} & \cdots & 2B_{1N} \\ 2B_{21} & \left(\frac{a_2}{\lambda} + 2B_{22}\right) & \cdots & 2B_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 2B_{N1} & 2B_{N2} & \cdots & 2B_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 - B_{10} - \frac{b_1}{\lambda}\right) \\ \left(1 - B_{20} - \frac{b_2}{\lambda}\right) \\ \vdots \\ \left(1 - B_{N0} - \frac{b_N}{\lambda}\right) \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

O sistema tem que continuar a garantir que a produção é igualada à carga. Neste caso, como existem perdas nas linhas de transmissão, o equilíbrio é atingido quando a carga se iguala à diferença entre a produção e as perdas, ou seja:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_{carga} + P_{perdas} \quad (2.40)$$

Resumindo, o despacho económico com perdas resolvido por este método iterativo dos coeficientes B define-se através de seis passos [67]:

Passo 1: Especificar o consumo

Passo 2: Para a primeira iteração é necessário escolher um valor de custo marginal do sistema. Uma das possibilidades passa por resolver o despacho económico desprezando as perdas de transmissão.

Passo 3: Resolver um trânsito de potência para determinar os módulos e argumentos das tensões. Calcular os coeficientes B.

Passo 4: Obter os valores de P_i através da equação 2.39.

Passo 5: Calcular uma estimativa das perdas do sistema através da expressão 2.33.

Passo 6a: Verificar as restrições do sistema, ou seja, observar se o valor obtido na expressão anterior não ultrapassa uma determinada tolerância, ε . Se $\varepsilon < 10^{-6}$, então o processo termina.

Passo 6b: Se a desigualdade é falsa, é necessário calcular uma nova aproximação do custo marginal através, por exemplo, do método iterativo Lambda. Se as variações das produções P_i forem muito grandes, recua-se para o passo 3, caso contrário o recuo é para o passo 4.

Finalizado o processo, é possível conhecer as produções dos diversos grupos térmicos, as perdas do sistema e o custo total associado à produção do sistema.

2.5.5 - Inclusão de restrições de operação dos geradores

Para a resolução do despacho económico, para além da inclusão das restrições acima explícitas como os limites técnicos de produção dos geradores, também existem restrições de limites de rampa das unidades produtoras, restrições relacionadas com zonas proibitivas de operação, restrições do fluxo que percorre a linha e restrições da reserva girante.

As rampas das unidades produtoras ou a taxa de resposta de potência podem ser descritas como a capacidade dos geradores em responder a variações de potência em intervalos de tempo específicos. A gama de operação de todas as unidades produtoras é restringida pelos seus limites de rampa [68].

Na Figura 2.22 é possível observar três diferentes situações de operação de uma unidade produtora:

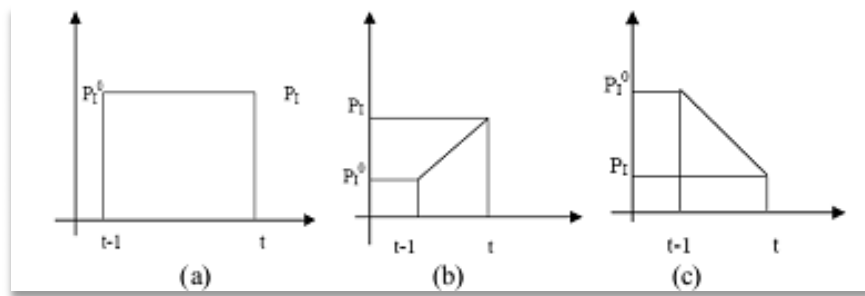


Figura 2.22 - Possíveis situações de operação de um gerador [68].

Na situação a) observa-se um estado de operação estável, em b) a unidade produtora encontra-se num estado em que a sua potência produzida está a aumentar com o tempo e no caso c) verifica-se o contrário, ou seja, a potência produzida está a diminuir.

As restrições das rampas crescentes e decrescentes podem ser escritas da seguinte forma [69]:

$$P_i - P_i^0 \leq UR_i \text{ e } P_i^0 - P_i \leq DR_i \quad (2.41)$$

em que:

- P_i^0 - potência de saída anterior, correspondente ao gerador i ;
- UR_i - Limite superior da rampa do gerador i ;
- DR_i - Limite inferior da rampa do gerador i .

Para se considerar as restrições correspondentes aos limites das rampas e aos limites técnicos dos geradores ao mesmo tempo, considera-se a seguinte equação:

$$\max\{P_{i,min}, P_i^0 - DR_i\} \leq P_i \leq \min\{P_{i,max}, P_i^0 + UR_i\} \quad (2.42)$$

Outra das possíveis restrições das unidades produtoras prende-se ao facto de, em alguns casos, existirem zonas de operação que podem nem sempre estar disponíveis para a produção de potência, devido às limitações das restrições práticas de operação [70]. Estas zonas são chamadas de zonas de operação proibidas. A Figura 2.23 apresenta um exemplo de um gerador com duas zonas de operação proibidas.

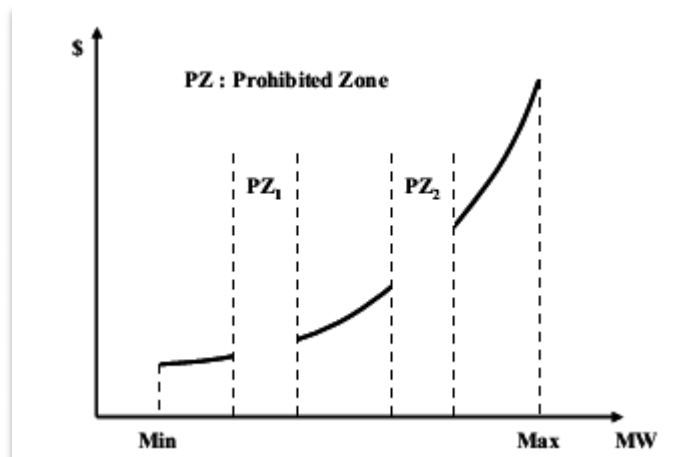


Figura 2.23 - Exemplo de uma função de custo com duas zonas de operação proibidas [70].

Neste exemplo, a formulação das suas restrições é mostrada na expressão seguinte:

$$P_i \in \begin{cases} P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,1}^l \\ P_{i,k-1}^u \leq P_i \leq P_{i,k}^l, k = 2, 3, \dots, N_{PZ,i} \\ P_{i,N_{PZ,i}}^u \leq P_i \leq P_{i,max} \end{cases} \quad (2.43)$$

em que:

- $P_{i,k}^l$ - Limite inferior da zona de operação proibida do gerador i ;
- $P_{i,k}^u$ - Limite superior da zona de operação proibida do gerador i ;
- $N_{PZ,i}$ - Número de zonas proibidas do gerador i .

Por fim, ainda é possível adicionar uma restrição que impede que a potência a circular na linha não exceda os limites técnicos da mesma.

$$|P_{Lf,k}| \leq P_{Lf,k}^{max}, k = 1, 2, \dots, L \quad (2.44)$$

sendo que:

- $P_{Lf,k}$ - potência real que transita na linha k ;
- L - número de linhas de transmissão.

2.6 - Conclusões

Os graves problemas ambientais atualmente existentes levaram a que a União Europeia tivesse a preocupação de implementar normas e protocolos com o objetivo de minimizar a emissão de CO₂ para a atmosfera. Uma das medidas acordadas para travar este problema passa pela integração de uma maior capacidade de produção renovável nos sistemas elétricos de energia dos vários países.

Neste capítulo foram abordadas as tecnologias de produção renovável existentes na ilha de São Miguel, nomeadamente tecnologias de produção hidroelétrica, eólica e geotérmica. A produção fotovoltaica, apesar de não se encontrar presente na ilha, também foi abordada.

Nos últimos anos verificou-se uma drástica redução de custos das tecnologias de energia renovável, todavia, a tecnologia de produção hidroelétrica provou que continua a ser a tecnologia mais madura dentro das renováveis. Esta tem como grandes vantagens a sua fácil previsão, rápida capacidade de responder a desvios na carga ou no sistema e, no caso de possuir sistema de bombagem, é a tecnologia de armazenamento de energia mais importante em grandes sistemas elétricos. Esta possui o custo energético (LCOE) mais baixo, juntamente com a produção geotérmica, em relação a outras tecnologias de produção renovável.

A tecnologia de produção eólica também provou ser uma tecnologia madura e é detentora, atualmente, de um papel cada vez mais importante em países com ventos fortes. Estão a ser integradas, em todo o mundo, grandes quantidades de produção eólica nos seus sistemas de energia. A integração deste tipo de produção nestes sistemas tem, no entanto, as suas implicações, principalmente devido ao seu comportamento volátil e intermitente. É necessário definir de forma objetiva e transparente regras, procedimentos e condições técnicas que permitam a integração eólica nas redes elétricas. Nos últimos anos, no continente europeu, tem-se verificado uma grande aposta em tecnologias de produção eólica *offshore*. Este tipo de produção é colocado em mares com baixa profundidade e ventos fortes, no entanto, devido aos seus elevados custos de instalação e manutenção, torna-se a tecnologia de produção renovável mais dispendiosa.

A redução dos preços e o aumento da produção de painéis solares tem sido uma constante ao longo dos anos, impulsionando a produção fotovoltaica. Este tipo de tecnologia tem alcançado a sua maturação e neste momento é a terceira fonte de energia renovável mais importante em termos de capacidade instalada a nível global e representa uma fração significativa no *mix* energético da União Europeia. O seu recurso, no entanto, está indisponível durante vários períodos de tempo e o seu LCOE, segundo [25], continua a ser dos mais elevados em relação a outras tecnologias de produção renovável.

As centrais geotérmicas, no entanto, têm sentido um aumento nos seus custos de investimento, aumentando para mais de metade desde o início do século. Apesar do seu aumento nos custos de investimento, o seu LCOE continua a ser dos mais baixos devido ao seu reduzido custo de operação e manutenção. Este tipo de produção tem como grande vantagem a sua constante exploração, praticamente sem oscilações, todavia, possui baixa eficiência térmica e existem poucos locais ótimos para a exploração deste tipo de centrais.

A integração de produção renovável nas redes elétricas tornou-se um grande desafio na operação e controlo dos SEE, devido ao comportamento flutuante e intermitente da produção eólica e solar, em que os seus recursos disponíveis são impossíveis de se controlar. A produção eólica pode ser prevista com um dia de antecedência, no entanto, existem

situações em que erros de previsão variam entre os 20% e os 50%. As incertezas nas previsões da produção eólica provocam um aumento do custo operacional do sistema, uma vez que é necessário um aumento das reservas (secundária e terciária) para colmatar a variabilidade do vento. Sabendo que a produção tem que se igualar a carga em todos os momentos, a previsão dos recursos renováveis e a disponibilidade de informações precisas quase em tempo real tornaram-se em elementos de extrema importância na otimização do UC e do despacho económico.

Em Portugal, atualmente, vive-se um momento de transição de mercado regulado para mercado liberalizado de energia. A operação deste mercado segue, por esta ordem, os seguintes passos: previsão da carga com um dia de antecedência (*day-ahead forecast*); mercado diário (*day-ahead market*), onde existem licitações para a produção e compra de energia, tal como para as reservas de operação; mercado intra-diário (*intraday market*), onde a produção é ajustada para igualar a carga, devido a erros de previsão; e no final, a potência realmente gerada é registada.

No nosso país, o mercado diário funciona em pool simétrico, em que as propostas de compra são organizadas por ordem decrescente e as propostas de venda por ordem crescente. O preço de equilíbrio ou preço de mercado, para cada hora, é definido como o ponto de interceção das duas curvas, correspondendo ao preço da última unidade da última oferta aceite, de forma a satisfazer a procura correspondente. A curva da oferta é construída de forma crescente, constituindo uma ordem de mérito, uma vez que vai da tecnologia mais barata até à tecnologia mais cara. Nesta ordem de mérito, as energias renováveis entram diretamente na rede porque não apresentam custos de produção, provocando uma maior volatilidade no preço da energia. Este preço vai ser, a curto prazo, menor nos momentos em que é entregue diretamente à rede grandes quantidades de energia renovável, implicando que um maior número de centrais convencionais fiquem de fora do mercado.

Os operadores do sistema dos vários países estão a trabalhar no aperfeiçoamento da integração de produção eólica nos mecanismos de operação dos mercados diários e intra-diários. Em dias ventosos, devido à difícil previsão do recurso eólico, é necessário um aumento da energia para ajustar o sistema, originando um maior custo de operação do sistema.

Em relação às centrais térmicas convencionais, visto que é possível controlar o recurso utilizado para gerar energia elétrica, procura-se que este seja racionalizado, diminuindo os custos de operação do sistema. Realizando um despacho económico, sabe-se quanto deve produzir cada um dos geradores de forma que a soma da potência produzida por estes, em qualquer momento, se iguale à carga do sistema, com o menor custo possível. Para se realizar um despacho económico através de métodos convencionais é possível recorrer ao método dos coeficientes de Lagrange, método iterativo λ e método do gradiente. No caso de se considerar as perdas nas linhas de transmissão utiliza-se o método dos coeficientes B, garantindo que a produção se iguale ao somatório das perdas com a carga do sistema. Para todos estes métodos, inicialmente é necessário conhecer a curva do custo de produção de cada um dos geradores.

Para além da restrição de igualar a produção à carga (negligenciando as perdas) ou igualar a produção ao somatório das perdas com a carga (considerando as perdas), podem existir restrições de limite mínimo e máximo de operação, limites de rampa das unidades produtoras, restrições relacionadas com zonas proibitivas de operação, restrições do fluxo que percorre a linha e restrições da reserva girante.

Capítulo 3

Algoritmo desenvolvido para a otimização do despacho

O sistema electroprodutor da ilha de São Miguel é constituído pela Central Termoelétrica do Caldeirão (CTCL), por sete centrais hídricas, duas geotérmicas e um parque eólico que entrou em serviço em meados de Fevereiro de 2012. Informações mais detalhadas sobre o sistema elétrico da ilha podem ser encontradas no Anexo A.

Todos os dados apresentados neste capítulo foram cedidos pela EDA e organizados pela empresa SmartWatt, de modo a facilitar a sua análise. Estes são dados reais referentes às produções das diversas tecnologias existentes na ilha de São Miguel durante o ano de 2012, medidos em intervalos temporais de trinta minutos.

Neste capítulo é realizado um estudo sobre o despacho de produção elétrica da ilha e, posteriormente, é apresentado o algoritmo de otimização desenvolvido, juntamente com todos cálculos e fatores determinantes para a sua criação.

3.1 - Despacho da ilha de São Miguel

Inicialmente, será analisado o despacho da ilha de São Miguel durante o ano transato, com o objetivo de compreender a estratégia adotada para a operação do sistema, bem como as restrições operacionais e de segurança. A Tabela 3.1 apresenta informação oficial e detalhada sobre os oito grupos geradores constituintes da CTCL.

Tabela 3.1 - Dados referentes aos grupos térmicos da Central Termoelétrica do Caldeirão.

	Grupo 1 a 4	Grupo 5 a 8
Gerador	SIEMENS 1DK5726-DE 07	ABB AMG 1600
Motor	KRUPP MAK 8M601	WARTSILA V46
Potência Nominal (kW)	7 696	16 820
Consumo específico (gr/kWh)		
100%	212	205
75%	213	207
50%	222	218
Sistema de arranque	ar comprimido	ar comprimido
Tempo de arranque até pot. nominal (min)	20	20
Tensão de geração (kV)	6.3	11
Arrefecimento alternador	ar	ar forçado
Compensação síncrona	Sim	Sim

Para facilitar o estudo e a análise do problema, considera-se que os oito geradores da CTCL são divididos em duas classes. A primeira classe (Grupo 1 a 4) é constituída por quatro grupos geradores idênticos, com uma potência nominal de 7 696 kW, enquanto a segunda classe (Grupo 5 a 8) é também constituída por quatro grupos iguais, mas com uma potência nominal de 16 820 kW. Devido ao desgaste, os valores nominais e o tempo de arranque dos grupos são ligeiramente diferentes dos valores tabelados. Na Tabela 3.2 são apresentados valores que, apesar de não serem oficiais, foram cedidos pela EDA e são os que mais se aproximam da realidade, evitando erros consideráveis na otimização do despacho.

Tabela 3.2 - Dados atuais fornecidos pela EDA relativamente aos diferentes geradores.

	1ª Classe (Grupo 1-4)	2ª Classe (Grupo 5-8)
Potência de Ponta (kW)	7 500	18 015
Potência em Regime Permanente (kW)	7 200	16 500
Mínimos Técnicos	3 848	8 410
Tempo de arranque frio (de 0 a 50% da carga) (min)	30	30
Tempo arranque pré-aquecido (de 0 a 50% da carga) (min)	8	10

Durante a análise dos dados da ilha relativos ao ano de 2012, recolhidos segundo uma discretização temporal de trinta minutos, verifica-se que o despacho é efetuado tendo em conta vários critérios.

Um dos critérios observados prende-se ao facto do operador do sistema muito raramente deixar que os grupos geradores ultrapassem a sua potência em regime permanente, assumindo este valor como o seu máximo técnico. Assim, as gamas de operação para cada grupo térmico são apresentadas pelas expressões 3.1 e 3.2.

$$3\,848\text{ kW} < P_{G1-4} < 7\,200\text{ kW} \quad (3.1)$$

$$8\,410\text{ kW} < P_{G5-8} < 16\,500\text{ kW} \quad (3.2)$$

em que:

P_{G1-4} - Potência produzida pelo grupo pertencente à primeira classe;

P_{G5-8} - Potência produzida pelo grupo pertencente à segunda classe;

Traçando o gráfico que engloba os valores da produção anual dos diferentes grupos geradores (Figura 3.1 e 3.2), é possível observar que os mínimos técnicos são violados por inúmeras vezes. Os geradores são constantemente ligados e desligados e, para além disso, demoram alguns minutos a arrancar. Uma das razões plausíveis para que os mínimos sejam constantemente violados refere-se ao facto de, durante esse intervalo, o grupo gerador se encontrar grande parte do tempo desligado, acabando por se obter uma medida de potência gerada mais baixa do que o seu limite técnico inferior.

Uma outra teoria para que os mínimos sejam constantemente violados, tem como fundamento a produção renovável integrada no sistema elétrico da ilha de São Miguel. Tal como já foi referido, o sistema electroprodutor da ilha é constituído por duas centrais geotérmicas, a Central Geotérmica da Ribeira Grande (CGRG) e a Central Geotérmica do Pico Vermelho (CGPV). Recorrendo aos dados fornecidos e a uma análise mais cuidada sobre a produção geotérmica durante o ano anterior (Anexo A), conclui-se que até meados de Agosto apenas operava a CGPV. Com a entrada em serviço da CGRG, os mínimos técnicos passaram a ser violados com maior frequência, indicando que o operador do sistema poderia optar por reduzir a produção de certos grupos da central térmica para valores abaixo dos mínimos, com o intuito de garantir que toda a produção renovável fosse entregue à rede. Ou seja, uma vez que o operador de sistema opta por entregar à rede toda a energia proveniente de fontes renováveis e é necessário igualar o somatório de todas as produções à carga do sistema, pode haver a necessidade de alguns grupos operarem abaixo dos seus mínimos técnicos. Esta opção, no entanto, tem as suas consequências, provocando um desgaste precoce nos grupos geradores e, consequentemente, um aumento nos custos de manutenção. As Figuras 3.1 e 3.2 mostram a evolução anual de um grupo térmico pertencente a cada uma das classes da CTCL, dando ênfase aos meses finais do ano, quando os mínimos técnicos são violados com uma maior frequência.

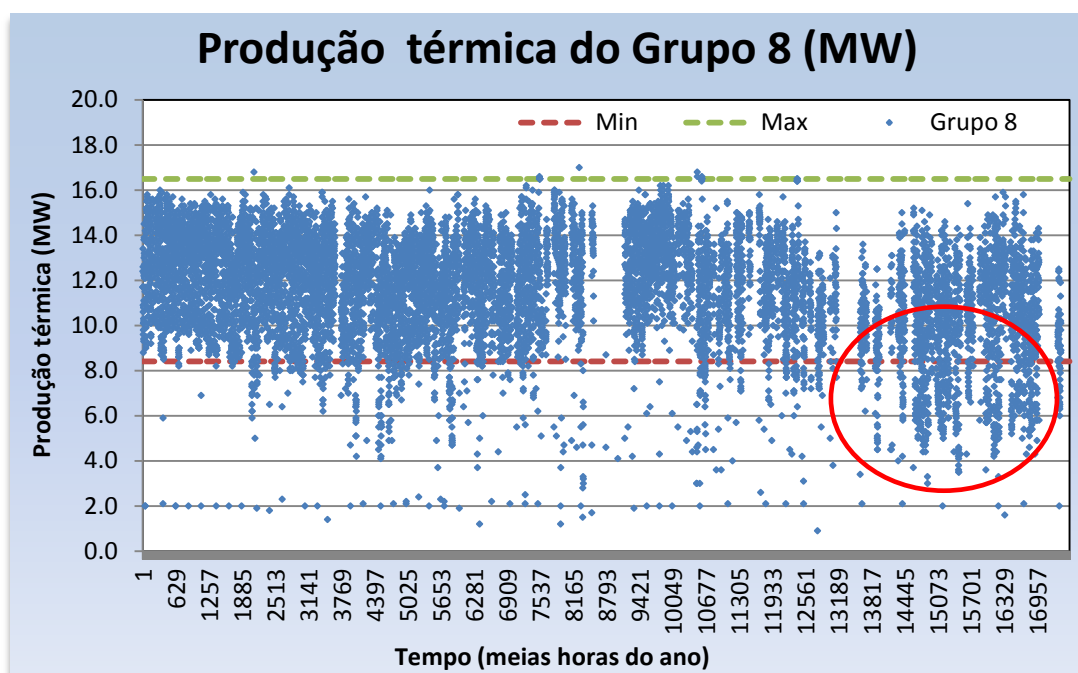


Figura 3.1 - Evolução anual da produção do Grupo 8.

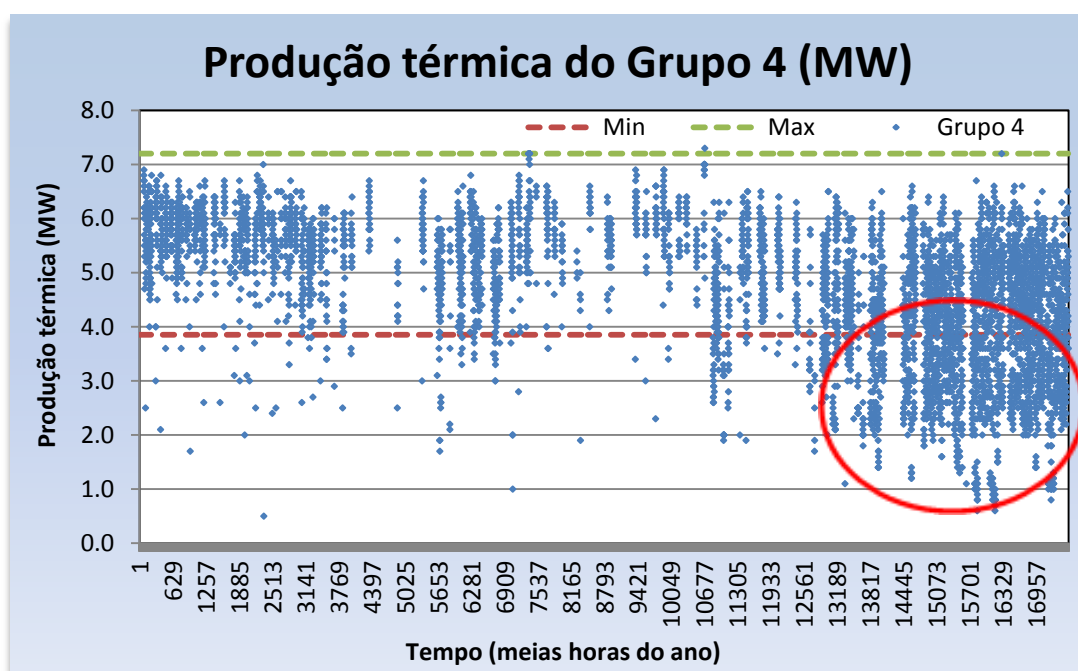


Figura 3.2 - Evolução anual da produção do Grupo 4.

Para garantir que o limite técnico inferior dos grupos geradores é respeitado, existe a possibilidade de cortar parte da produção renovável disponível, elevando o valor da potência produzida pela central térmica.

Durante a operação do sistema electroprodutor da ilha de São Miguel, verifica-se uma inalterável utilização de pelo menos um grupo gerador de maior potência nominal (segunda classe). No decorrer do ano, nunca se verificou um despacho que integrasse apenas unidades

da primeira classe, independentemente da quantidade de potência necessária para alimentar a carga total do sistema. Devido ao comportamento inconstante e intermitente dos recursos renováveis, esta pode ser uma medida de segurança adotada pelo operador do sistema, uma vez que os grupos da segunda classe possuem uma maior potência nominal e uma gama de operação mais ampliada do que os grupos da primeira classe.

Apesar dos grupos geradores dentro da mesma classe possuírem exatamente as mesmas características, a sua frequência de utilização é bastante distinta. Uma vez que os dados são fornecidos de meia em meia hora, ao longo do ano são apresentados 17 520 despachos diferentes (um ano tem 8 760 horas). Na Figura 3.3 é ilustrado o número de vezes que cada grupo térmico esteve ativo, ao longo do ano de 2012. Como é visível, o Grupo 4 e o Grupo 1 pertencem à mesma classe e, no entanto, o primeiro opera quase seis vezes mais que o segundo, tal como os Grupos 7 e 8 operam praticamente o dobro das vezes do que os restantes grupos da mesma classe. A menor utilização de certos grupos pode indiciar a ocorrência de avarias.

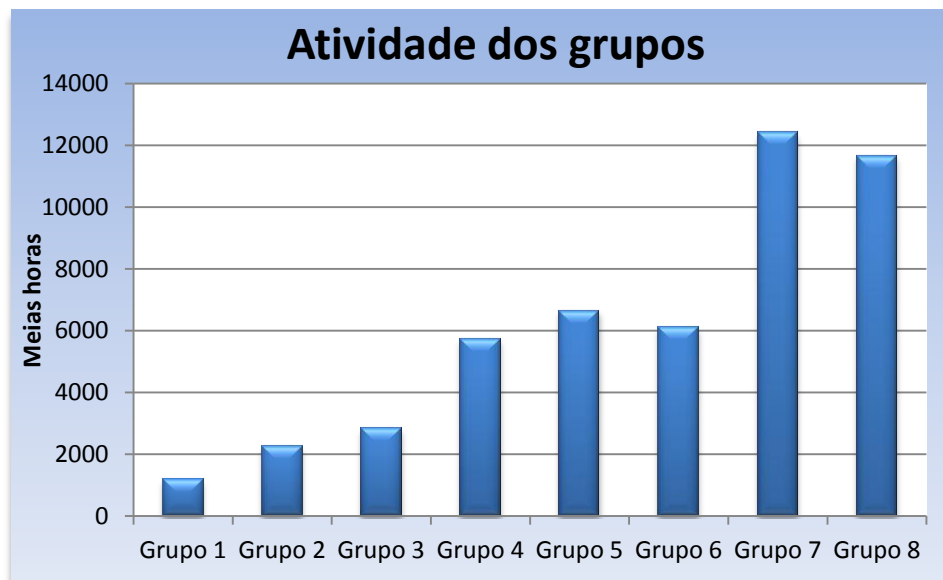


Figura 3.3 - Número de meias horas que cada grupo térmico esteve ativo, ao longo do ano de 2012.

Durante a análise do despacho da ilha, verifica-se que os grupos geradores ativos pertencentes à mesma classe produzem um valor muito semelhante entre si. Quando é necessário aumentar ou diminuir a potência produzida pela central térmica, o operador do sistema procura distribuí-la por todos os grupos, e de igual forma dentro dos grupos que apresentam as mesmas características. Nas Figuras 3.4 e 3.5 são ilustrados os despachos realizados para dois momentos de dias distintos, comprovando que esta situação se verifica.



Figura 3.4 - Despacho para a hora 00:00 do dia 1 de Janeiro de 2012.

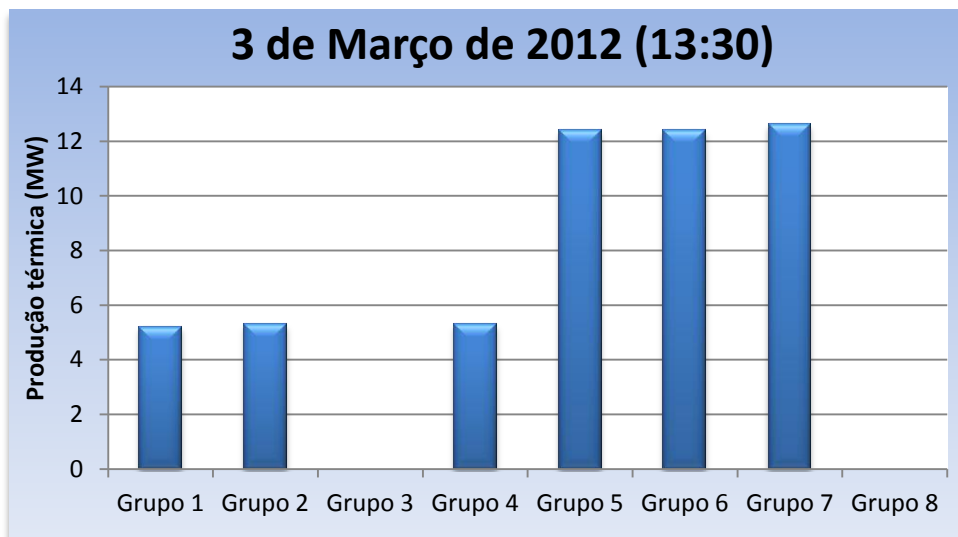


Figura 3.5 - Despacho para a hora 13:30 do dia 3 de Março de 2012.

Em relação aos limites técnicos, quando um dos grupos viola a sua gama operacional, é necessário uma nova combinação de máquinas ativas, recalculando o despacho.

Tendo em conta a volatilidade das produções renováveis, oscilações de consumo, perda de uma unidade de geração, erros de previsões e outros problemas de operação, o operador do sistema procura salvaguardar a fiabilidade do sistema através da uma reserva girante. Se por um lado a fiabilidade e estabilidade do sistema é reforçada com o aumento da reserva girante do sistema, por outro lado também se verifica um aumento nos custos de operação. A otimização do despacho pode diminuir a reserva girante necessária para garantir a segurança e fiabilidade do sistema. A reserva pode ser obtida, em cada momento, através da expressão 3.3.

$$\text{Reserva Girante (\%)} = \frac{\text{Potência produzida pela central térmica}}{\sum_1^n \text{CAP}} \times 100\% \quad (3.3)$$

onde:

CAP - capacidade máxima de produção (limite técnico máximo) de cada grupo térmico ativo;

n - número de geradores ativos.

A Figura 3.6 ilustra a reserva do sistema durante o ano de 2012, representada sob a forma de percentagem.

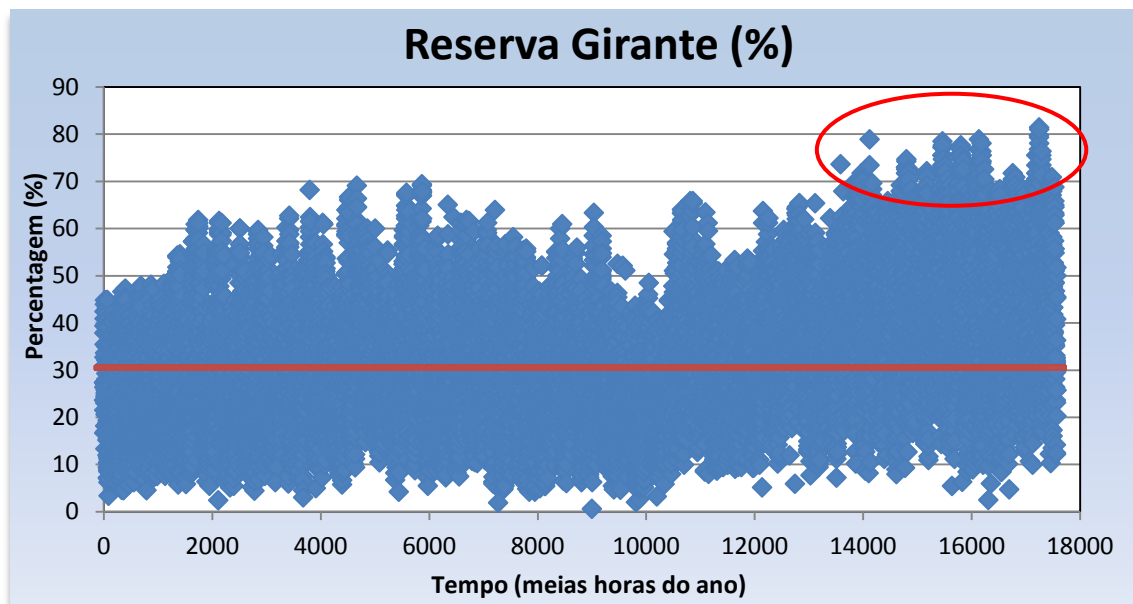


Figura 3.6 - Reserva girante da ilha de S. Miguel, durante o ano de 2012.

A gestão da reserva girante da ilha, segundo a Figura 3.6, sofre grandes oscilações. Como é possível observar através da linha vermelha horizontal, durante o ano de 2012, a ilha de São Miguel deteve uma reserva girante média a rondar os 30%. Esta reserva, no entanto, oscilou desde os 80% até valores muito próximos dos 0%, indiciando que o operador do sistema não restringe o valor da reserva girante na realização do despacho.

Tal como a produção dos grupos geradores foi afetada com a entrada em serviço da CGRG (maior frequência de violação dos mínimos técnicos), também os valores da reserva girante foram ligeiramente alterados, observando-se que é nos meses finais do ano que se verificam os maiores valores desta, altura em que a central geotérmica voltou a funcionar. Desde que a CGRG entrou em serviço, foi entregue à rede uma maior quantidade de energia renovável, diminuindo a potência produzida pela central térmica e, consequentemente, os grupos térmicos passaram a operar mais vezes abaixo dos seus mínimos técnicos, originando um aumento da reserva girante disponível.

3.2 - Estratégias adotadas para o desenvolvimento do algoritmo

Em Sistemas Elétricos de Energia, pequenas aproximações à otimização da operação do sistema podem traduzir-se em poupanças de grande valor económico. Neste subcapítulo, são apresentadas as estratégias implementadas que levaram ao desenvolvimento do algoritmo de otimização do despacho da ilha de São Miguel.

O algoritmo desenvolvido está dividido em duas fases essenciais: tratamento de dados e metodologia, tal como é ilustrado no fluxograma da Figura 3.7.

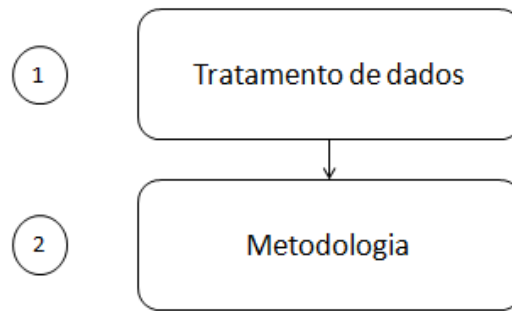


Figura 3.7 - Fluxograma do algoritmo de otimização do despacho da ilha de São Miguel

3.2.1 - Tratamento de dados

Recorrendo ao fluxograma da Figura 3.7, é perceptível que para se desenvolver a metodologia de otimização do despacho (passo 2) é fundamental recorrer a um tratamento inicial dos dados disponíveis (passo 1), garantindo que se apresentam como os *inputs* necessários para o desenvolvimento desta metodologia.

Para alimentar o passo 2 do fluxograma, é necessário recorrer a vários cálculos, com o objetivo final de criar uma base de conhecimento e uma ordem de mérito para a operação da central térmica da ilha. No fluxograma da Figura 3.8 é identificada a estratégia adotada para o tratamento dos dados.

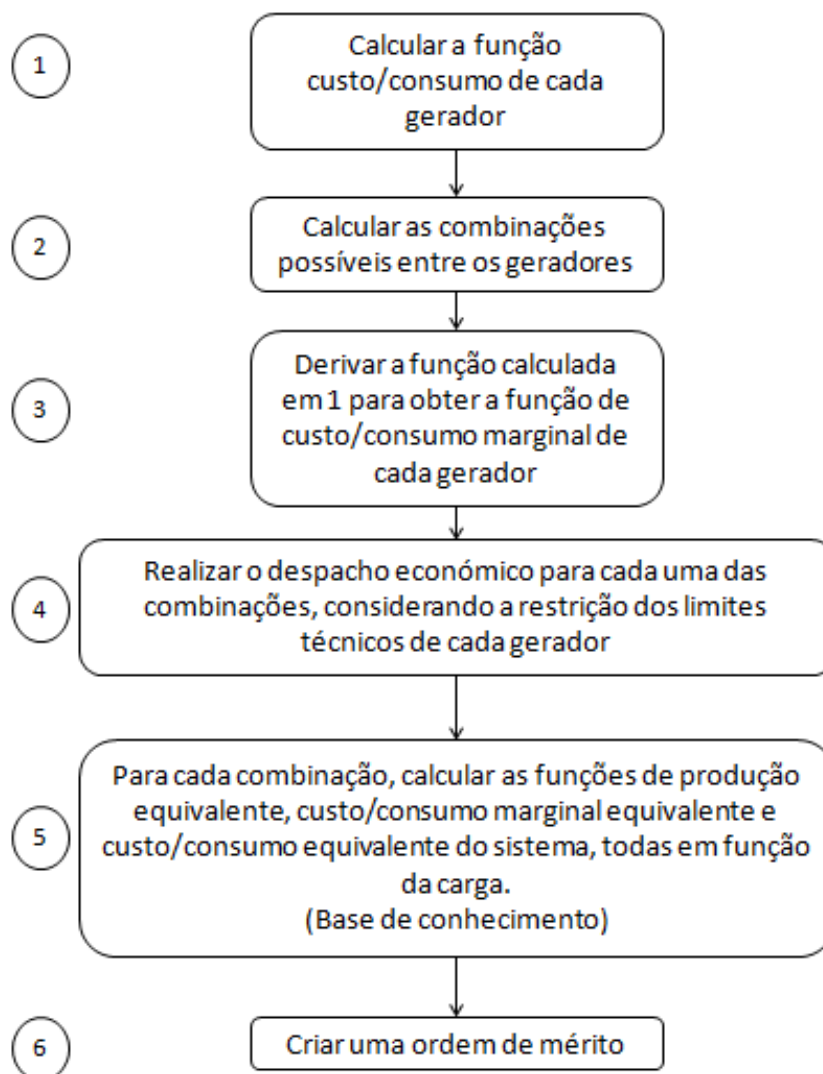


Figura 3.8 - Fluxograma do algoritmo desenvolvido para o tratamento de dados.

O primeiro passo do algoritmo para o tratamento de dados passa por determinar as curvas de custo/consumo (de combustível) associadas à produção de cada grupo gerador. Na formulação de problemas de otimização do despacho, são normalmente utilizadas as curvas de custo, mas, como o preço do petróleo tem sofrido várias oscilações nos últimos anos, optou-se por otimizar o despacho através das curvas do consumo de combustível de cada gerador, o que em nada vai alterar a metodologia e os resultados, uma vez que as curvas de custo são obtidas multiplicando as curvas do consumo pelo preço do combustível. A única diferença é que, utilizando as curvas do consumo, a otimização é feita em gramas (gr), caso contrário seria a respetiva otimização em gramas multiplicada pelo preço de cada grama de combustível, resultando numa otimização em Euros (€).

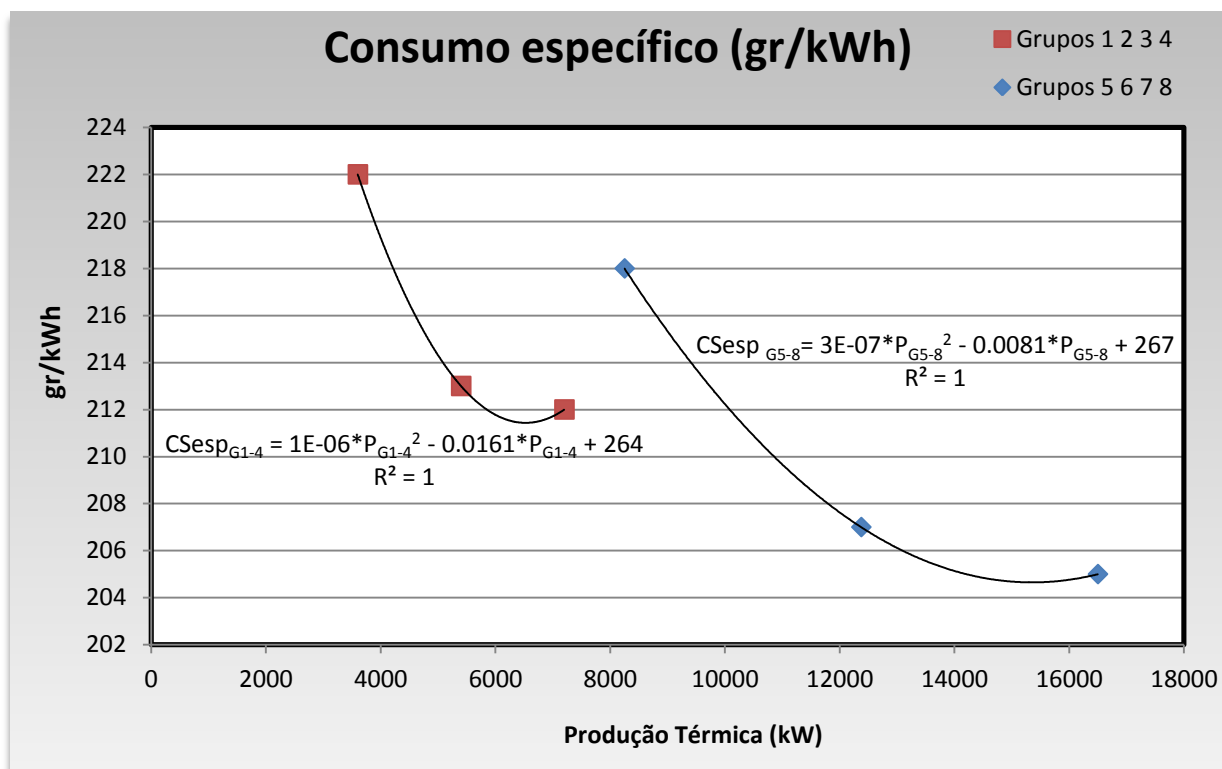
Na Tabela 3.3 são apresentados os valores do consumo específico (gr/kWh) das duas classes de geradores, para diferentes percentagens da sua potência nominal. O consumo específico representa o quociente entre a quantidade total de combustível queimado e a potência total produzida. Através dos valores da Tabela 3.1 e recorrendo à Tabela 3.2 para atualizar o valor da potência nominal, foi construída a Tabela 3.3

Tabela 3.3 - Valores do consumo específico de combustível para diferentes níveis de potência produzida.

Produção (%)	Potência produzida (kW)		Consumo específico (gr/kWh)	
	Grupo 1-4	Grupo 5-8	Grupo 1-4	Grupo 5-8
50	3 600	8 250	222	218
75	5 400	12 375	213	207
100	7 200	16 500	212	205

Inicialmente, foram traçados dois gráficos de dispersão, através do Excel, em que é possível observar os valores do consumo específico da Tabela 3.3 em função da potência gerada. Posteriormente, recorrendo às ferramentas do *software*, foi adicionada uma curva de tendência (aproximação) polinomial de segunda ordem para cada uma das classes. Esta aproximação polinomial refere-se à curva do consumo específico que será utilizada no problema de otimização do despacho de produção elétrica. Na Figura 3.9 é possível observar os valores contidos na Tabela 3.3, em que os pontos vermelhos se referem aos grupos da primeira classe e os pontos a azuis aos grupos da segunda classe, para além disso, as diferentes curvas de tendência estão representadas a preto.

Quanto mais próximo do valor 1 se encontrar o coeficiente de correlação, R^2 , entre a variável de entrada e a variável de saída, mais viável é a curva de tendência traçada. A variável de entrada, P_G , corresponde à produção térmica do grupo e a variável de saída, CS_{esp} , corresponde ao consumo específico do mesmo (gr/kWh).

**Figura 3.9** - Consumo específico dos diferentes grupos de geradores.

As curvas do consumo específico para qualquer valor de produção dentro dos limites técnicos dos grupos geradores, determinadas através da aproximação polinomial, são apresentadas nas equações 3.4 e 3.5.

$$CSesp_{G1-4} = 1 \times 10^{-6} \times P_{G1-4}^2 - 0.0161 \times P_{G1-4} + 264 \text{ (gr/kWh)} \quad (3.4)$$

$$CSesp_{G5-8} = 3 \times 10^{-7} \times P_{G5-8}^2 - 0.0081 \times P_{G5-8} + 267 \text{ (gr/kWh)} \quad (3.5)$$

onde:

$CSesp_{G1-4}$ - Consumo específico dos grupos da primeira classe;

$CSesp_{G5-8}$ - Consumo específico dos grupos da segunda classe;

P_{G1-4} - Potência produzida pelo grupo térmico, pertencente à primeira classe;

P_{G5-8} - Potência produzida pelo grupo térmico, pertencente à segunda classe.

Através da Figura 3.9, é possível concluir que, à medida que os grupos geradores se aproximam do valor da sua potência em regime permanente, existe uma diminuição do consumo específico de combustível. O rácio entre o consumo específico e a potência produzida pelos grupos constituintes segunda classe (Grupos 5 a 8) é menor do que o rácio dos grupos da primeira classe (Grupos 1 a 4), indicando que na realização do despacho estes grupos de geradores terão prioridade, uma vez que o objetivo é minimizar o consumo de combustível necessário para a operação do sistema. Para a realização do despacho económico, no entanto, é necessário considerar a curva que relaciona o consumo real de combustível com o valor da potência produzida (gr/h), ao contrário da curva de consumo específico, que apresenta um consumo médio para um determinado valor de potência gerada. A curva do consumo pode ser obtida através da multiplicação do consumo específico pelo valor da potência produzida correspondente. Na Tabela 3.4 são apresentados os dados da Tabela 3.3, com o acréscimo do consumo de combustível (gr/h).

Tabela 3.4 - Valores do consumo de combustível para diferentes níveis de potência produzida.

Produção (%)	Potência produzida (kW)		Consumo específico (gr/kWh)		Consumo (gr/h)	
	Grupo 1-4	Grupo 5-8	Grupo 1-4	Grupo 5-8	Grupo 1-4	Grupo 5-8
50	3 600	8 250	222	218	799 200	1 798 500
75	5 400	12 375	213	207	1 150 200	2 561 625
100	7 200	16 500	212	205	1 526 400	3 382 500

Através dos dados apresentados na Tabela 3.4, foi possível traçar novas curvas de tendência (representadas na Figura 3.10), determinando as expressões do consumo para os grupos das diferentes classes.

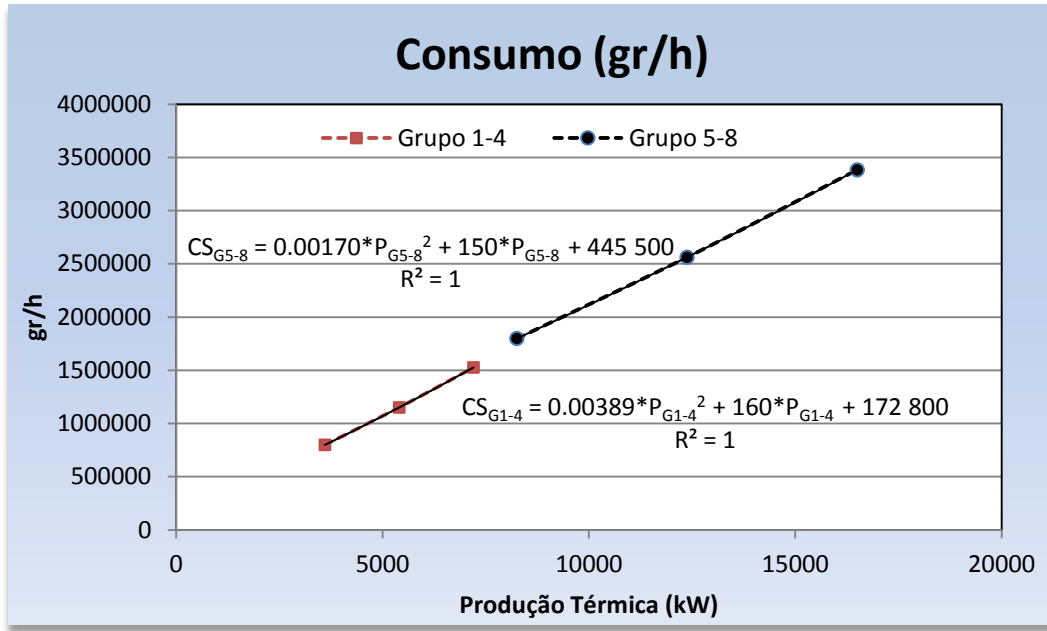


Figura 3.10 - Curvas do consumo dos grupos térmicos.

Analisando as curvas, verifica-se que se assemelham morfologicamente às curvas de custo, tal como se esperava, em que ambas são crescentes e apresentam uma expressão polinomial de segunda ordem. As funções do consumo para cada gerador são as seguintes:

$$CS_{G1-4} = 0.00389 \times P_{G1-4} + 160 \times P_{G1-4} + 172\,800 \text{ (gr/h)} \quad (3.6)$$

$$CS_{G5-8} = 0.00170 \times P_{G5-8} + 150 \times P_{G5-8} + 445\,500 \text{ (gr/h)} \quad (3.7)$$

em que:

CS_{G1-4} - Consumo dos grupos da primeira classe;

CS_{G5-8} - Consumo dos grupos da segunda classe;

P_{G1-4} - Potência produzida pelo grupo térmico, pertencente à primeira classe;

P_{G5-8} - Potência produzida pelo grupo térmico, pertencente à segunda classe.

No segundo passo do algoritmo de tratamento de dados, é necessário determinar todas as combinações possíveis entre os geradores. Na central térmica da ilha, tal como já foi mencionado, existem oito grupos geradores distribuídos uniformemente por duas classes e não existem restrições em relação ao número de grupos ativos. Através da expressão 3.8, foram calculadas todas combinações possíveis para a operação da central, com o objetivo de otimizar o despacho para cada uma delas.

$$C_1^8 + C_2^8 + C_3^8 + C_4^8 + C_5^8 + C_6^8 + C_7^8 + C_8^8 = 255 \text{ combinações} \quad (3.8)$$

Para a realização do despacho, é imprescindível conhecer o diagrama de carga da ilha, uma vez que é necessário igualar, em todos os momentos, a produção total à carga do

sistema. O diagrama de carga traduz a variação dessa carga ao longo das horas do dia e dos dias do ano.

A produção de energia elétrica na ilha de São Miguel divide-se pelos seguintes recursos:

$$P_{Total} = P_{Geotermica} + P_{Eólica} + P_{Hídrica} + P_{Térmica} \quad (3.9)$$

Para a realização do despacho, apenas se considera a parcela da produção térmica, em que as perdas de transmissão já estão incluídas, uma vez que todas as outras são assumidas como valores constantes. A previsão das produções renováveis assumem-se como previsões perfeitas, ou seja, os valores das previsões são os próprios valores reais, introduzindo no sistema um valor nulo de incerteza. Não são consideradas restrições de rampas, reserva girante ou implicações por transitar de uma combinação de geradores para outra. Posto isto, pode-se utilizar o método dos coeficientes de Lagrange, outrora explicado no Capítulo 2.

Para a realização do passo 3 do algoritmo de tratamento de dados, será analisado, como exemplo, o despacho económico para uma combinação de um grupo de geradores da primeira classe (Grupo 1) com um grupo da segunda classe (Grupo 5). As equações do consumo de combustível de cada grupo, com base nas expressões 3.6 e 3.7, são as seguintes:

$$\text{Grupo 1: } CS_{G1} = 0.00389 \times P_{G1}^2 + 160 \times P_{G1} + 172\,800 \text{ (gr/h)} \quad (3.10)$$

$$\text{Grupo 5: } CS_{G5} = 0.00170 \times P_{G5}^2 + 150 \times P_{G5} + 445\,500 \text{ (gr/h)} \quad (3.11)$$

Para uma otimização do despacho térmico, é necessário garantir que os consumos marginais de todos os grupos ativos se igualam entre si, em que esse valor é representado como o consumo marginal do sistema (λ). A restrição de igualdade presente na formulação do problema de despacho económico assegura que, em qualquer momento, a produção total tem que igualar a carga do sistema. Uma vez que o despacho é realizado para a central térmica, a sua produção tem que igualar apenas a porção da carga que não é alimentada pela produção renovável (L). Assim, a carga L é definida pela seguinte expressão:

$$L = Carga_{Total} - (P_{Geotermica} + P_{Eólica} + P_{Hídrica}) \quad (3.12)$$

Os consumos marginais de cada grupo são:

$$\text{Grupo 1: } CSM_{G1} = \frac{dCS_{G1}}{dP_{G1}} = 0.0078 \times P_{G1} + 160 \text{ (gr/kWh)} \quad (3.13)$$

$$\text{Grupo 5: } CSM_{G5} = \frac{dCS_{G5}}{dP_{G5}} = 0.0034 \times P_{G5} + 150 \text{ (gr/kWh)} \quad (3.14)$$

onde:

CSM_{G1} - Consumo marginal do Grupo 1;

CSM_{G5} - Consumo marginal do Grupo 5;

P_{G1} - Potência produzida pelo Grupo 1;

P_{G5} - Potência produzida pelo Grupo 5.

Seguidamente, é necessário resolver o seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} CSM_{G1} - \lambda = 0 \Rightarrow 0.0078P_{G1} + 160 - \lambda = 0 \\ CSM_{G5} - \lambda = 0 \Rightarrow 0.0034P_{G5} + 150 - \lambda = 0 \\ L - P_{G1} - P_{G5} = 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

Determinadas as curvas do consumo marginal, o próximo passo tem como objetivo determinar as equações da produção de cada gerador, consumos marginais e consumos que dependam apenas de uma variável de entrada, a carga L. Nesta dissertação, quando as curvas dependem apenas de L, chamam-se de curvas equivalentes. O processo adotado para calcular estas curvas equivalentes, passa por atribuir vários valores a L, traçar os vários gráficos de dispersão em função desta variável e determinar as funções através de curvas de tendência fiáveis.

Como exemplo de resolução considerou-se que $L=17\,500$ kW. Resolvendo o sistema de três equações através do método matricial, fica:

$$\begin{bmatrix} 0.0078 & 0 & -1 \\ 0 & 0.0034 & -1 \\ -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G5} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -160 \\ -150 \\ -17500 \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G5} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4428 \text{ kW} \\ 13072 \text{ kW} \\ 194.45 \text{ gr/kWh} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Para esta combinação de grupos conclui-se que, para uma necessidade de produzir 17 500 kW, a produção ótima do Grupo 1 é de 4 428 kW e a do Grupo 5 de 13 072 kW, com um consumo marginal de 194.45 gr/kWh. O consumo total do sistema é o somatório dos consumos de cada gerador, representados pelas expressões 3.17 e 3.18.

$$CS_{G1} = 0.00389 \times 4\,428^2 + 160 \times 4\,428 + 172\,800 = 957\,552 \text{ gr/h} \quad (3.17)$$

$$CS_{G5} = 0.00170 \times 13\,072^2 + 150 \times 13\,072 + 445\,500 = 2\,696\,791 \text{ gr/h} \quad (3.18)$$

em que:

CS_{G1} - Consumo do Grupo 1;

CS_{G5} - Consumo do Grupo 5.

A soma dos consumos marginais dos grupos geradores é representada pela expressão 3.19.

$$CS_{Total} = CS_{G1} + CS_{G5} = 957\,552 + 2\,696\,791 = 3\,654\,343 \text{ gr/h} \quad (3.19)$$

A Tabela 3.5 apresenta as produções dos Grupos 1 e 5 para diferentes valores de carga (L), com os respectivos consumos marginais (λ) e consumo total do sistema (CS_{Total}).

Tabela 3.5 - Produções, λ e consumo total para diferentes valores de L, no domínio da curva ótima.

L (kW)	P_{G1} (kW)	P_{G5} (kW)	λ (gr/kWh)	CS_{Total} (gr/h)
12 500	2 907	9 593	182.62	2 711 687
16 500	3 971	12 029	190.90	3 365 335
17 500	4 428	13 072	194.45	3 654 343
20 000	5 188	14 812	200.36	4 147 853
22 500	5 948	16 552	206.28	4 656 150
25 000	6 708	18 292	212.19	5 179 235

Com os pontos da Tabela 3.5, torna-se possível determinar as equações equivalentes da produção de cada grupo, consumo marginal e consumo total, todas elas em função de uma única variável, L. Aproximando os pontos da geração de cada grupo através de uma curva de tendência linear, obtêm-se as expressões equivalentes da sua produção (Figura 3.11).

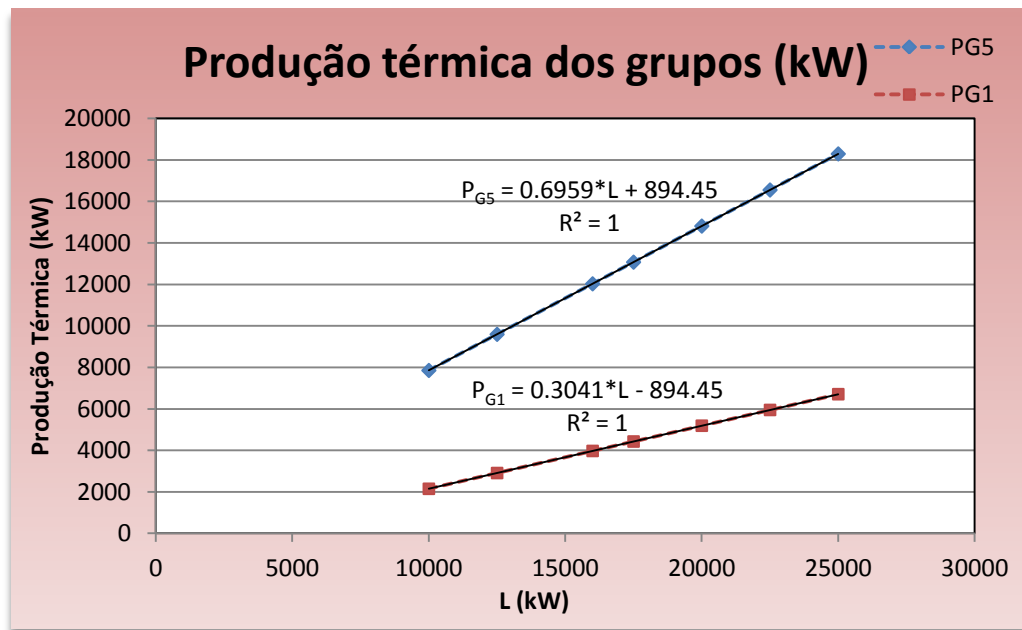


Figura 3.11 - Curvas das produções térmicas do Grupo 1 e 5, em função da carga L.

Recorrendo às curvas de tendência traçadas, foram obtidas as seguintes expressões para a produção de cada um dos grupos:

$$P_{G1} = 0.3041 \times L - 894.45 \text{ (kW)} \quad (3.20)$$

$$P_{G5} = 0.6959 \times L + 894.45 \text{ (kW)} \quad (3.21)$$

Os grupos geradores possuem, no entanto, os seus limites técnicos. Por exemplo, no caso em que $L=12\,500\text{ kW}$, o Grupo 1 está a produzir abaixo do seu mínimo de $3\,848\text{ kW}$, enquanto o Grupo 5 se encontra dentro dos seus limites técnicos de operação. Outro exemplo em que os limites são violados acontece para $L=22\,500\text{ kW}$, em que o Grupo 1 se encontra a operar dentro da sua gama normal de funcionamento, no entanto, o Grupo 5 viola o seu limite máximo de $16\,500\text{ kW}$. Um dos objetivos do algoritmo de otimização é garantir que nenhum dos grupos ativos viole os seus limites técnicos, logo, nenhuma destas configurações de produção é aconselhável, uma vez que existe pelo menos um grupo que está a gerar para além da sua gama de operação. Torna-se assim necessário definir um intervalo de carga para a produção ótima em que nenhum dos grupos viola os seus limites.

Conhecendo as equações de produção de cada um dos grupos, é possível determinar qual o domínio ótimo da respetiva combinação. Relativamente ao mínimo do domínio, este pode ser obtido através da carga L exigida para que cada um dos grupos atinja o seu limite técnico inferior. Para isso, é necessário igualar a produção do Grupo 1 a $3\,848\text{ kW}$ e a produção do Grupo 5 a $8\,410\text{ kW}$.

$$G1: 3\,848 = 0.3041 * L - 894.45 \Rightarrow L = 15\,594.31\text{ kW} \quad (3.22)$$

$$G5: 8\,410 = 0.6959 * L + 894.45 \Rightarrow L = 10\,799.97\text{ kW} \quad (3.23)$$

Para garantir que ambos os grupos operam dentro da sua gama operacional, o mínimo do intervalo ótimo será o valor máximo entre os dois valores apresentados nas expressões 3.22 e 3.23, que neste caso é $15\,594.31\text{ kW}$. O valor mais baixo não podia ser escolhido como mínimo do intervalo porque, para esse valor de carga, o Grupo 1 estaria a produzir abaixo do seu limite técnico inferior.

Para a obtenção do máximo do intervalo, o processo é inverso, isto é, verifica-se para que valor de L cada um dos grupos está a produzir no seu limite técnico superior e seleciona-se o menor dos valores obtidos.

$$G1: 7\,200 = 0.3041 * L - 894.45 \Rightarrow L = 26\,616.47\text{ kW} \quad (3.24)$$

$$G5: 16\,500 = 0.6959 * L + 894.45 \Rightarrow L = 22\,425.45\text{ kW} \quad (3.25)$$

Seguindo a lógica mencionada anteriormente, conclui-se que, para uma combinação dos Grupos 1 e 5, o despacho é ótimo quando a carga varia entre $15\,594.31\text{ kW}$ e $22\,425.45\text{ kW}$. As curvas equivalentes do consumo marginal (Figura 3.12) e do consumo total do sistema (Figura 3.13) são determinadas pela aproximação de uma curva de tendência, durante este intervalo, para os pontos apresentados na Tabela 3.5.

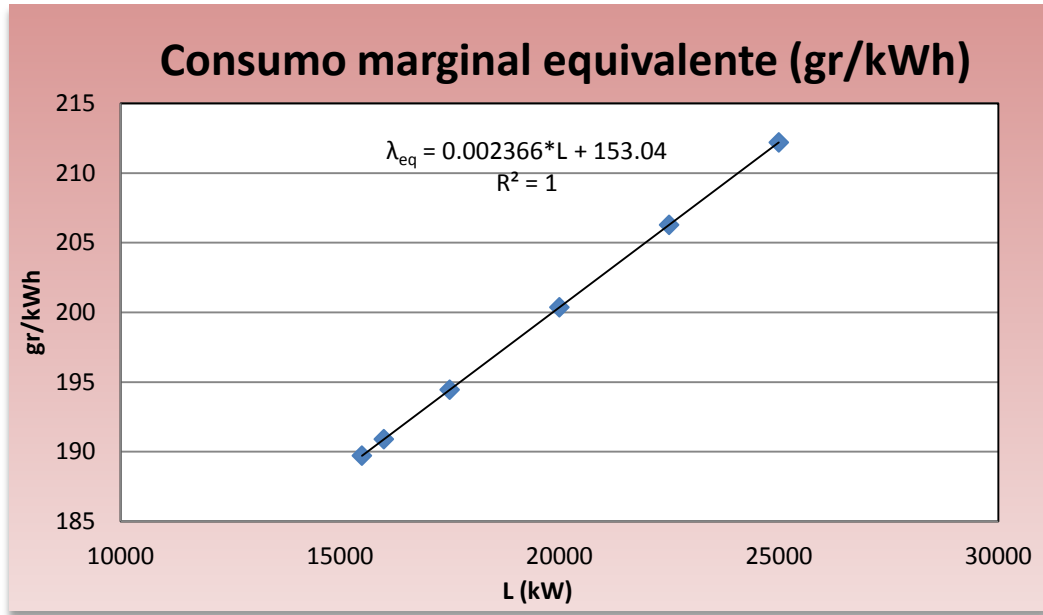


Figura 3.12 - Consumo marginal equivalente do sistema, em função da carga L.

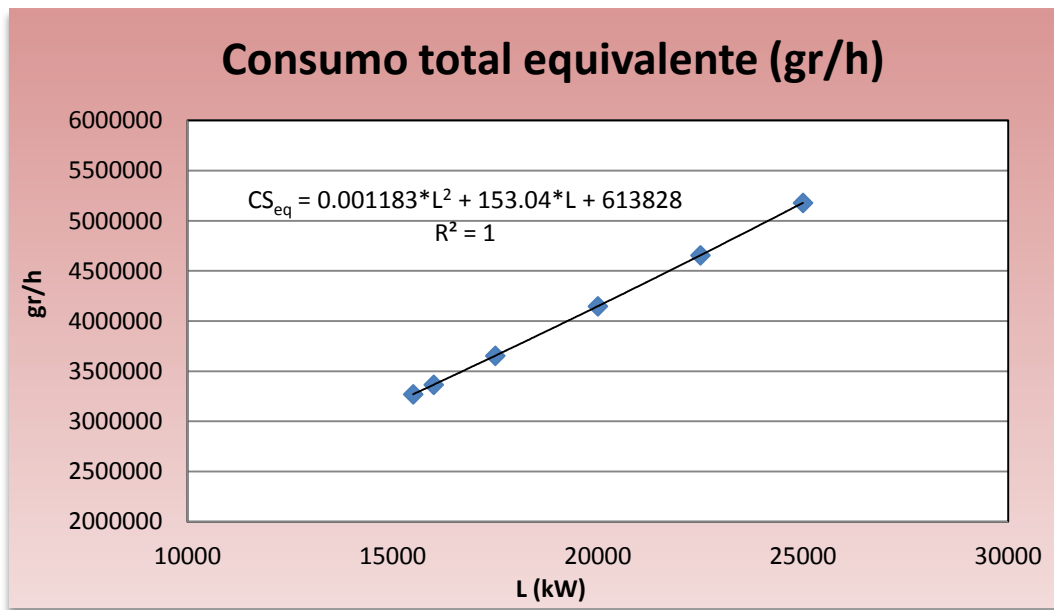


Figura 3.13 - Consumo total equivalente, em função da carga L.

O consumo marginal equivalente do sistema (λ_{eq}) refere-se ao consumo marginal em função dos diversos valores de L e é representado pela seguinte expressão:

$$\lambda_{eq} = 0.002366 \times L + 153.04 \text{ (gr/kWh)} \quad (3.26)$$

A expressão do consumo total equivalente do sistema (CS_{eq}), também em função de L, é apresentada em 3.27.

$$CS_{eq} = 0.001183 \times L^2 + 153.04 \times L + 613\,828 \text{ (gr/h)} \quad (3.27)$$

As expressões apresentadas até agora utilizam valores com um elevado número de casas decimais porque, na operação de sistemas elétricos, pequenos arredondamentos podem introduzir erros consideráveis para a otimização do despacho.

O domínio da curva ótima já foi calculado, contudo, estes não são os limites técnicos da combinação. O Grupo 1 possui um mínimo técnico de 3 838 kW e para o Grupo 5 esse valor é de 8 410 kW. Somando as duas parcelas, obtém-se um limite mínimo para a combinação de 12 258 kW, menor que 15 594.31 kW. Quanto ao máximo, o Grupo 1 possui um limite de 7 200 kW e o Grupo 5 possui um limite de 16 500 kW, perfazendo um limite total de 23 700 kW, que é um valor maior do que 22 425.45 kW. A Figura 3.14 apresenta, graficamente, os limites inerentes a cada uma das extensões da curva ótima.

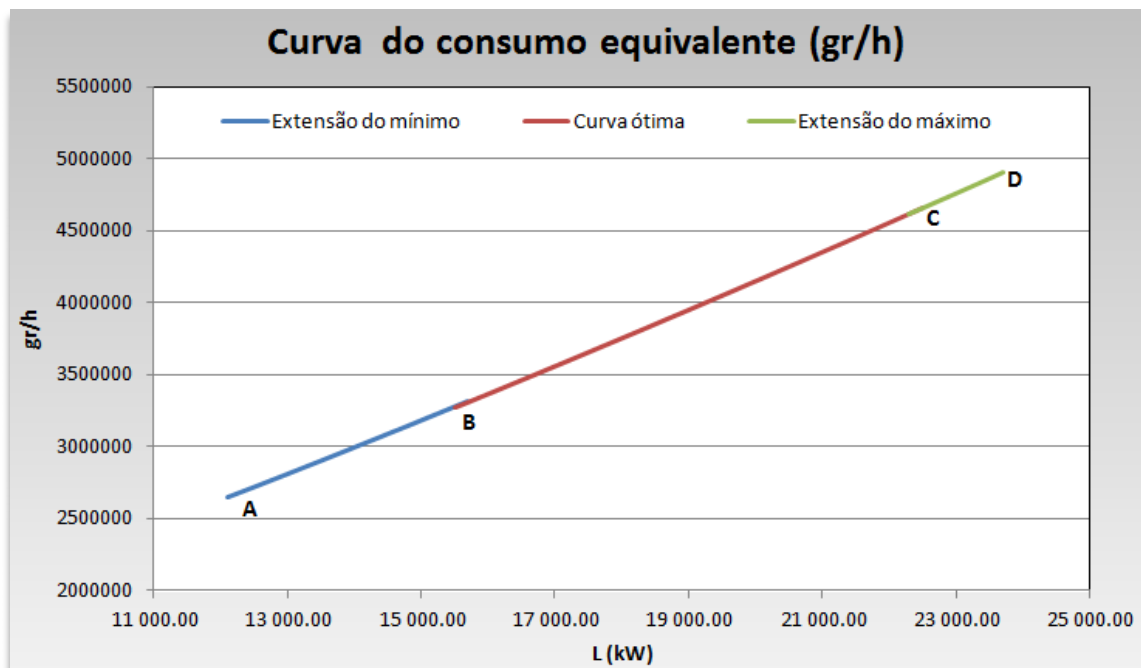


Figura 3.14 - Curva do consumo equivalente, em função de L, quando o sistema opera com os Grupos 1 e 5.

Os intervalos representados na Figura 3.14 estão contidos na Tabela 3.6. Entre A e B (extensão do mínimo da curva ótima), é o Grupo 5 o responsável por atender às variações da carga do sistema, enquanto o Grupo 1 se mantém a operar no seu limite técnico inferior. Entre B e C, o sistema opera no seu domínio ótimo, em que os dois grupos geradores produzem dentro da sua gama de funcionamento. No último intervalo, entre C e D (extensão do máximo da curva ótima), o sistema volta a funcionar fora do seu domínio ótimo e é o Grupo 1 que reage às variações da carga, enquanto o Grupo 5 é obrigado a produzir no seu limite máximo.

Tabela 3.6 - Produção dos grupos geradores nos pontos assinalados. Os grupos com (-) estão a operar no seu limite técnico inferior e os grupos com (+) estão a operar no seu limite técnico superior.

Ponto	L (kW)	P _{G1} (kW)	P _{G5} (kW)
A	12 258	3 848 (-)	8 410 (-)
B	15 594	3 848 (-)	11 746
C	22 425	5 925	16 500 (+)
D	23 700	7 200 (+)	16 500 (+)

Uma vez que cada combinação de grupos geradores apresenta um intervalo em que o seu consumo de combustível é otimizado, pretende-se que o sistema opere sempre num destes intervalos. Mais à frente neste capítulo, no entanto, será possível entender que para certos valores de carga é mesmo necessário operar fora do domínio ótimo de certas combinações, daí a importância de calcular as funções inerentes às extensões desse domínio.

Como as extensões já não se incluem no intervalo da curva ótima, é necessário realizar novamente um despacho para cada destas (extensões do mínimo e do máximo). Para se efetuar esse cálculo segue-se o mesmo método adotado anteriormente, com a diferença de que é necessário fixar um dos grupos geradores no seu limite técnico. Para se determinarem as expressões relativas à extensão do mínimo, é necessário forçar a produção do grupo da primeira classe (Grupo 1) ao seu limite técnico inferior. Para a obtenção das curvas referentes à extensão do máximo, garante-se que o grupo gerador da segunda classe (Grupo 5) está a operar no seu limite superior de produção.

Na resolução do despacho, verifica-se que as expressões 3.10, 3.11, 3.12 e 3.14 se mantêm inalteráveis, uma vez que se referem exclusivamente ao tipo de geradores utilizados. As alterações começam a ser visíveis a partir da expressão 3.15, em que apenas existe um gerador capaz de acompanhar as variações de carga, uma vez que o outro estará a produzir um valor constante.

Inicialmente, foram calculadas as expressões alusivas à extensão do mínimo. Tal como já foi mencionado, o Grupo 1 estará a produzir no seu limite mínimo quando a carga sofre variações entre 12 258 kW e 15 594 kW. Alterando a expressão 3.15, vem:

$$\begin{cases} CSM_{G5} - \lambda = 0 \Rightarrow 0.0034P_{G5} + 150 - \lambda = 0 \\ L - 3\,848 - P_{G5} = 0 \end{cases} \quad (3.28)$$

Atribuindo um valor à carga de, por exemplo, L=12 500 kW e resolvendo o sistema de equações 3.28 é possível obter o valor da produção do Grupo 5 e o consumo marginal do sistema (λ).

$$\begin{bmatrix} 0.0034 & -1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G5} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -150 \\ -(12\,500 - 3\,848) \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} P_{G5} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 8\,652 \text{ kW} \\ 179.42 \text{ gr/kWh} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Com estes valores calculam-se os consumos de combustível inerentes a cada um dos grupos e, consequentemente, o consumo de combustível total do sistema.

$$CS_{G1} = 0.00389 \times 3\,848^2 + 160 \times 3\,848 + 172\,800 = 846\,080 \text{ gr/h} \quad (3.30)$$

$$CS_{G5} = 0.00170 \times 8\,652^2 + 150 \times 8\,652 + 445\,500 = 1\,870\,557 \text{ gr/h} \quad (3.31)$$

Portanto:

$$CS_{Total} = CS_{G1} + CS_{G5} = 846\,080 + 1\,870\,557 = 2\,716\,636 \text{ gr/h} \quad (3.32)$$

Na Tabela 3.7 são apresentados os valores do despacho para vários níveis de carga, dentro do domínio da extensão do mínimo. Foram obtidos vários valores relativos à produção dos grupos geradores e, naturalmente, diversos valores do consumo marginal e total do sistema.

Tabela 3.7 - Produções, λ e CS total em função da carga L no domínio da curva referente à extensão do mínimo.

L (kW)	P _{G1} (kW)	P _{G5} (kW)	λ (gr/kWh)	CS _{Total} (gr/h)
12 258	3 848	8 410	178.59	2 673 317
12 500	3 848	8 652	179.42	2 716 637
13 000	3 848	9 152	181.12	2 806 770
13 500	3 848	9 652	182.82	2 897 754
14 000	3 848	10 152	184.52	2 989 587
14 500	3 848	10 652	186.22	3 082 270
15 594	3 848	11 746	189.94	3 288 026

A produção do Grupo 1 mantém-se constante dentro deste intervalo, obrigando o Grupo 5 a acompanhar as variações de carga que possam existir. Assim sendo, não existe a necessidade de traçar a curva correspondente à produção do Grupo 1. Em relação ao Grupo 5, repetindo o processo anteriormente realizado, através de um gráfico de dispersão e de uma curva de tendência linear, foi possível determinar a expressão que relaciona a sua produção com a carga L (Figura 3.15).

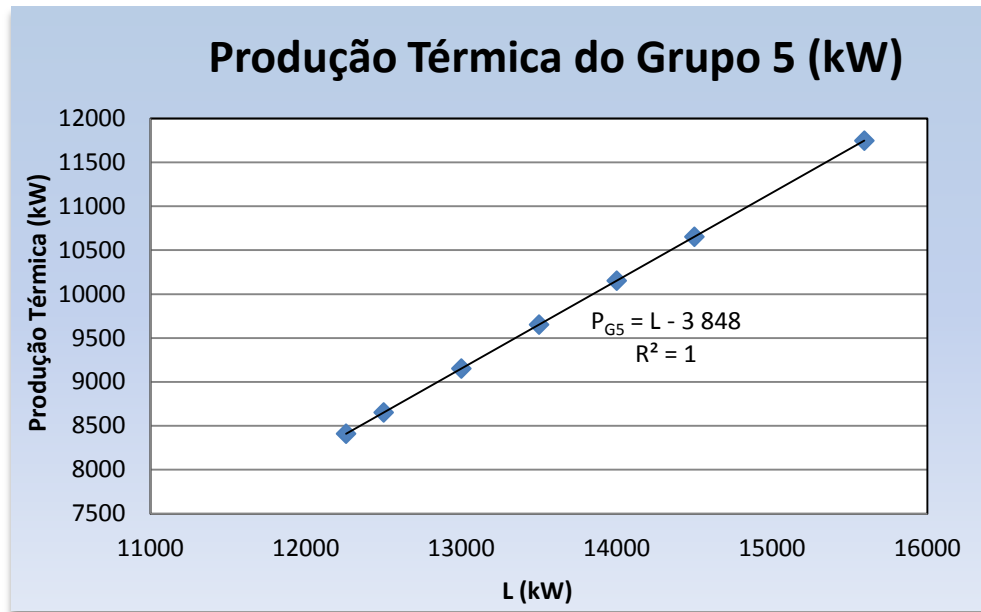


Figura 3.15 - Curva da produção térmica do Grupo 5 para $L \in [12\,258\text{ kW}; 15\,594\text{ kW}]$.

A produção do Grupo 5, desde o valor do mínimo do intervalo ótimo até ao mínimo técnico da combinação, ou seja, para $L \in [12\,258\text{ kW}; 15\,594\text{ kW}]$, é dada pela expressão 3.33.

$$P_{G5} = L - 3\,848 \text{ (kW)} \quad (3.33)$$

Recorrendo novamente aos dados da Tabela 3.7, são traçadas as curvas do consumo marginal equivalente (Figura 3.16) e consumo total equivalente (Figura 3.17), ambas em função da carga L.

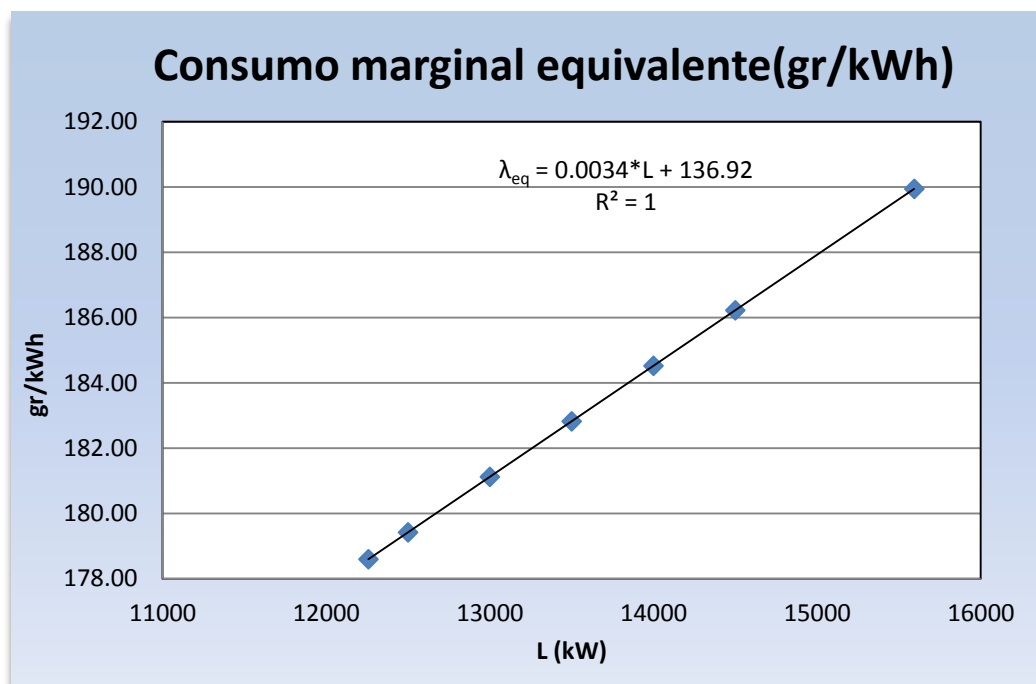


Figura 3.16 - Curva do consumo marginal equivalente para $L \in [12\,258\text{ kW}; 15\,594\text{ kW}]$.

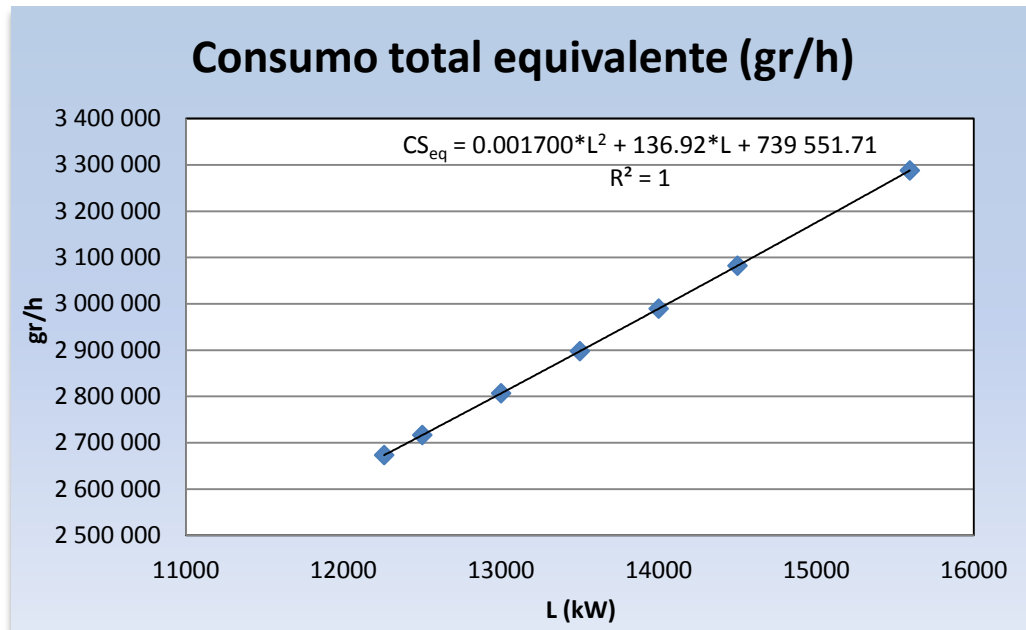


Figura 3.17 - Curva do consumo total equivalente para $L \in [12\,258\text{ kW}; 15\,594\text{ kW}]$.

Através das curvas de tendência traçadas, determinam-se as expressões do consumo marginal equivalente do sistema (3.34) e do consumo total equivalente (3.35).

$$\lambda_{eq} = 0.0034 \times L + 136.92 \text{ (gr/kWh)} \quad (3.34)$$

$$CS_{eq} = 0.001700 \times L^2 + 136.92 \times L + 739\,551.71 \text{ (gr/h)} \quad (3.35)$$

Uma vez determinadas as diversas expressões para a extensão do mínimo da curva ótima referente a esta combinação de grupos geradores, falta apenas calcular as expressões associadas à extensão do máximo desta curva, em que o grupo térmico da segunda classe (Grupo 5) atinge o seu limite técnico superior e é apenas o grupo da primeira classe (Grupo 1) o responsável por acompanhar as variações existentes na carga do sistema, em que $L \in [22\,425\text{ kW}; 23\,700\text{ kW}]$. Assim, o novo sistema de equações é o seguinte:

$$\begin{cases} CSM_{G1} - \lambda = 0 \Rightarrow 0.0078P_{G1} + 160 - \lambda = 0 \\ L - P_{G1} - 16\,500 = 0 \end{cases} \quad (3.36)$$

Assumindo um valor de $L=23\,000\text{ kW}$, o sistema de equações apresenta os seguintes resultados:

$$\begin{bmatrix} 0.0078 & -1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -160 \\ -(23\,000 - 16\,500) \end{bmatrix} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} P_{G1} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 6\,500\text{ kW} \\ 210.57\text{ gr/kWh} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Através dos valores obtidos pela resolução do sistema, calcula-se o consumo de combustível relativo aos dois grupos geradores.

$$CS_{G1} = 0.00389 \times 6\,500^2 + 160 \times 6\,500 + 172\,800 = 1\,377\,153 \text{ gr/h} \quad (3.38)$$

$$CS_{G5} = 0.00170 \times 16\,500^2 + 150 \times 16\,500 + 445\,500 = 3\,383\,325 \text{ gr/h} \quad (3.39)$$

Somando os consumos, obtém-se o consumo total do sistema:

$$CS_{Total} = CS_{G1} + CS_{G5} = 1\,377\,153 + 3\,383\,325 = 4\,760\,478 \text{ gr/h} \quad (3.40)$$

Os valores obtidos através da realização do despacho para diferentes valores de carga, dentro do domínio da curva, podem ser visualizados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Produções, λ e CS total em função da carga L no domínio da curva referente à extensão do máximo.

L (kW)	P _{G1} (kW)	P _{G5} (kW)	λ (gr/kWh)	CS _{Total} (gr/h)
22 425	5 925	16 500	206.10	4 640 686
22 800	6 300	16 500	209.01	4 718 519
23 000	6 500	16 500	210.57	4 760 478
23 200	6 700	16 500	212.13	4 802 747
23 400	6 900	16 500	213.68	4 845 328
23 700	7 200	16 500	216.02	4 909 783

Dentro do domínio da extensão do máximo, apenas o Grupo 1 tem a capacidade de acompanhar as flutuações de carga, isto porque o Grupo 5 está a produzir no seu máximo. Uma vez que a produção do Grupo 5 é constante, apenas será determinada a equação de produção do Grupo 1, em função da carga L. Para isso, tal como foi realizado anteriormente, os valores relativos à geração do Grupo 1 (Tabela 3.8) são aproximados por uma curva de tendência linear, determinando-se assim a expressão da sua produção. Na Figura 3.18 são ilustrados os diferentes valores da produção do Grupo 1, tal como a sua curva de tendência.

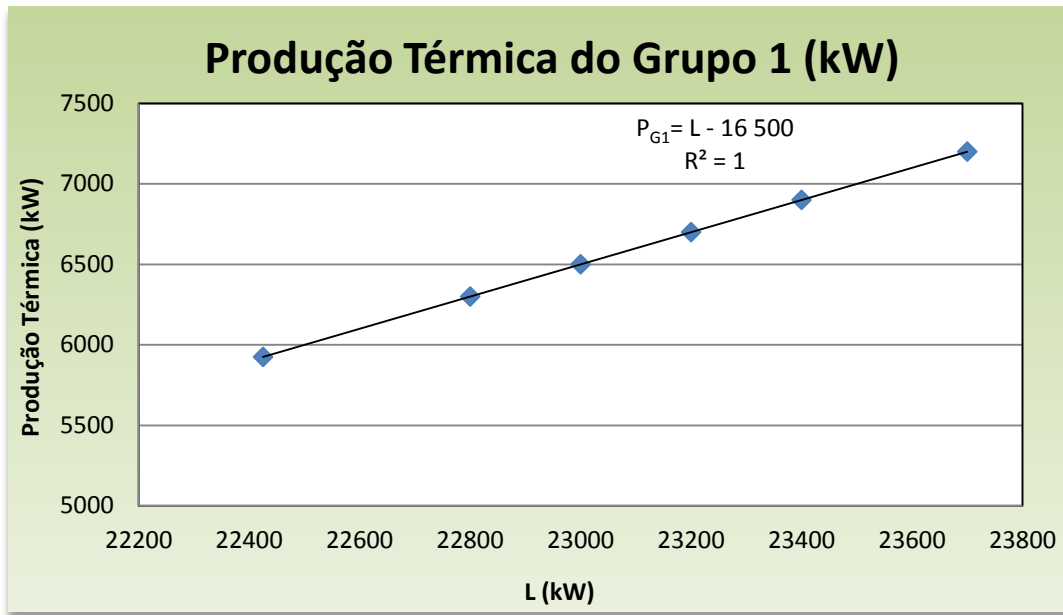


Figura 3.18 - Curva da produção térmica do Grupo 1 para $L \in [22\,425\text{ kW}; 23\,700\text{ kW}]$.

A produção térmica do Grupo 1, para $L \in [22\,425\text{ kW}; 23\,700\text{ kW}]$, é representada pela expressão 3.41.

$$P_{G1} = L - 16\,500 \text{ (kW)} \quad (3.41)$$

Os consumos marginal e total equivalentes do sistema são ilustrados, respetivamente, na Figura 3.19 e Figura 3.20, sendo que estes resultam dos dados presentes na Tabela 3.8.

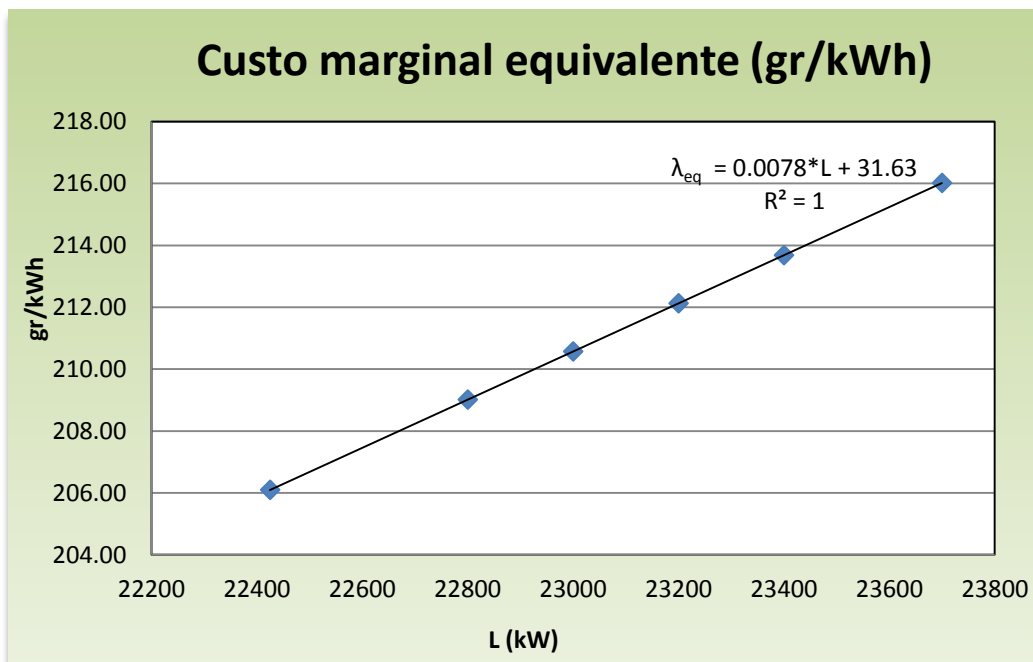


Figura 3.19 - Curva do consumo marginal equivalente para $L \in [22\,425\text{ kW}; 23\,700\text{ kW}]$.

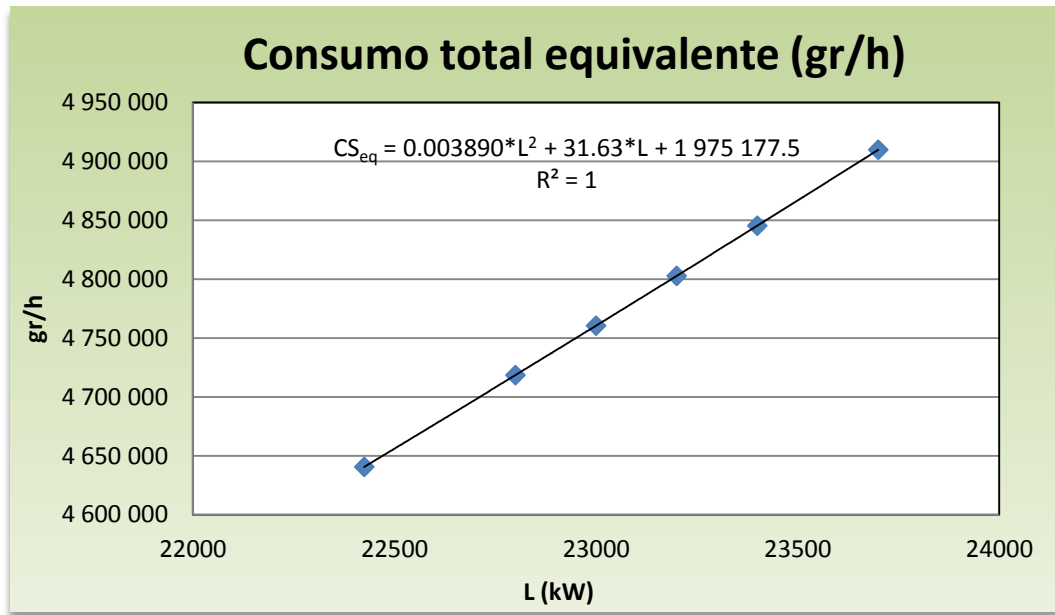


Figura 3.20 - Curva do consumo total equivalente para $L \in [22\,425\text{ kW}; 23\,700\text{ kW}]$.

Através da aproximação dos pontos por curvas de tendência polinomiais de primeira e de segunda ordem, determinaram-se, respectivamente, as curvas do consumo marginal equivalente (3.42) e do consumo total equivalente do sistema (3.43).

$$\lambda_{eq} = 0.0078 \times L + 31.63 \text{ (gr/kWh)} \quad (3.42)$$

$$CS_{eq} = 0.003890 \times L^2 + 31.63 \times L + 1\,975\,177.5 \text{ (gr/h)} \quad (3.43)$$

Todas as curvas referentes à combinação do Grupo 1 com o Grupo 5 são agora conhecidas, sendo a sua gama de operação dividida em três intervalos devido aos limites técnicos inerentes a cada grupo térmico. O algoritmo segue este método de resolução para todas as combinações que envolvam grupos geradores de ambas as classes.

Em relação ao consumo total de combustível do sistema, nos casos em que as configurações apresentam apenas grupos de uma classe, não é necessário dividir a sua gama de operação porque existe unicamente a curva ótima. Uma vez que na realização do despacho este é mínimo quando os consumos marginais de cada grupo se igualam, ao efetuar esta igualdade, garante-se que todos os grupos geradores produzem o mesmo valor de potência pois todos são semelhantes entre si. Assim, quando um grupo atinge o seu limite técnico, todos os outros também o atingem, garantindo que o despacho é ótimo em toda a gama de operação da configuração.

Como os grupos pertencentes à mesma classe apresentam as mesmas características, em termos de despacho, vão-se obter resultados iguais quando, de uma combinação para outra, apenas se trocam geradores dentro da mesma classe. Conjugando-se, por exemplo, o Grupo 2, Grupo 3 e Grupo 7, obtém-se o mesmo resultado a nível de otimização do despacho que uma configuração que envolva o Grupo 1, Grupo 4 e Grupo 8. Isto porque, em ambas as combinações, existem dois grupos pertencentes à primeira classe e um grupo pertencente à segunda. Assim sendo, para um melhor estudo, podem-se combinar grupos com as mesmas

características, diminuindo o número de combinações a analisar. Como a CTCL possui unidades produtoras divididas por duas classes em que cada uma destas possui quatro grupos geradores, obtêm-se vinte e quatro configurações possíveis (Tabela 3.9). Com isto, conclui-se que as expressões determinadas para a combinação dos Grupos 1 e 5 são idênticas às expressões calculadas para qualquer combinação de dois grupos de classes diferentes.

Tabela 3.9 - Combinações associando os grupos geradores por classes. Legenda: xGy - zGw, refere-se a uma combinação de x grupos da classe y com z grupos da classe w.

Combinações					
1G1 ^a - 1G2 ^a	2G1 ^a - 1G2 ^a	3G1 ^a - 1G2 ^a	4G1 ^a - 1G2 ^a	1G1 ^a	1G2 ^a
1G1 ^a - 2G2 ^a	2G1 ^a - 2G2 ^a	3G1 ^a - 2G2 ^a	4G1 ^a - 2G2 ^a	2G1 ^a	2G2 ^a
1G1 ^a - 3G2 ^a	2G1 ^a - 3G2 ^a	3G1 ^a - 3G2 ^a	4G1 ^a - 3G2 ^a	3G1 ^a	3G2 ^a
1G1 ^a - 4G2 ^a	2G1 ^a - 4G2 ^a	3G1 ^a - 4G2 ^a	4G1 ^a - 4G2 ^a	4G1 ^a	4G2 ^a

Determinadas as expressões da produção dos geradores, consumo marginal equivalente e consumo de combustível equivalente do sistema para a totalidade das combinações, foi construída uma base de conhecimento, ou seja, tabelas onde são facilmente visíveis todas estas expressões, de forma clara e organizada. Esta base de conhecimento é essencial para o algoritmo de otimização do despacho de produção elétrica e pode ser observada no Anexo C.

A etapa seguinte é representada pelo passo 6 do fluxograma da Figura 3.8, ou seja, a criação de uma ordem de mérito (ou lista prioritária) fundamentada pela base de conhecimento. Para isso, é necessário analisar, para qualquer nível de carga, qual a combinação que garante o menor consumo de combustível na operação do sistema electroprodutor da ilha, respeitando sempre todas as restrições impostas na formulação do problema de despacho económico.

Inicialmente, durante a realização da dissertação, procurou-se criar uma ordem de mérito baseada nas curvas de consumo total equivalente do sistema, no entanto, como esta ordem de mérito é construída com base numa análise visual, provou-se ser mais viável utilizar as curvas do consumo específico equivalente. Para cada combinação de grupos geradores, as curvas do consumo equivalente do sistema são convertidas em curvas de consumo específico equivalente, ou seja, em curvas de consumo específico que tenham como valor de entrada o valor da carga L.

No primeiro passo do algoritmo, foram obtidas as curvas do consumo específico para cada grupo gerador (gr/kWh), transformando-as posteriormente em curvas de consumo (gr/h). Agora o processo é inverso, uma vez determinada a curva equivalente do consumo total do sistema, é possível calcular a curva equivalente correspondente ao consumo específico, dividindo, em cada ponto, pelo valor da carga L.

Recorrendo à curva do consumo total equivalente do sistema para uma combinação 1G1^a-1G2^a, é possível observar, na Figura 3.21, a curva do consumo específico equivalente do sistema.

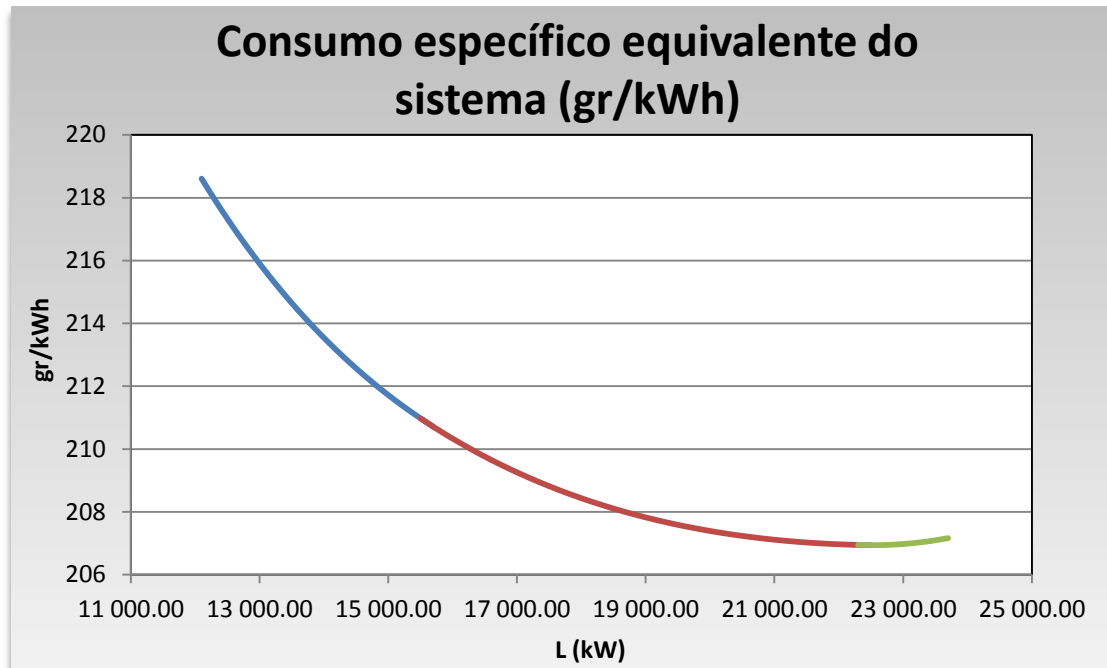


Figura 3.21 - Curva do consumo específico equivalente do sistema para uma combinação 1G1^a-1G2^a, em função da carga L.

Determinadas as curvas do consumo específico equivalente para cada uma das vinte e quatro combinações, é necessário analisar, para cada nível de carga, quais as que garantem um menor custo para o operador do sistema.

As curvas apresentadas contêm o seu domínio ótimo e as suas respectivas extensões (no caso de estas existirem) de forma a que os grupos geradores operem em toda a sua gama de funcionamento. Traçadas as curvas do consumo específico equivalente para todas as combinações, estas são agregadas num único gráfico, representado na Figura 3.22, permitindo uma melhor análise visual.

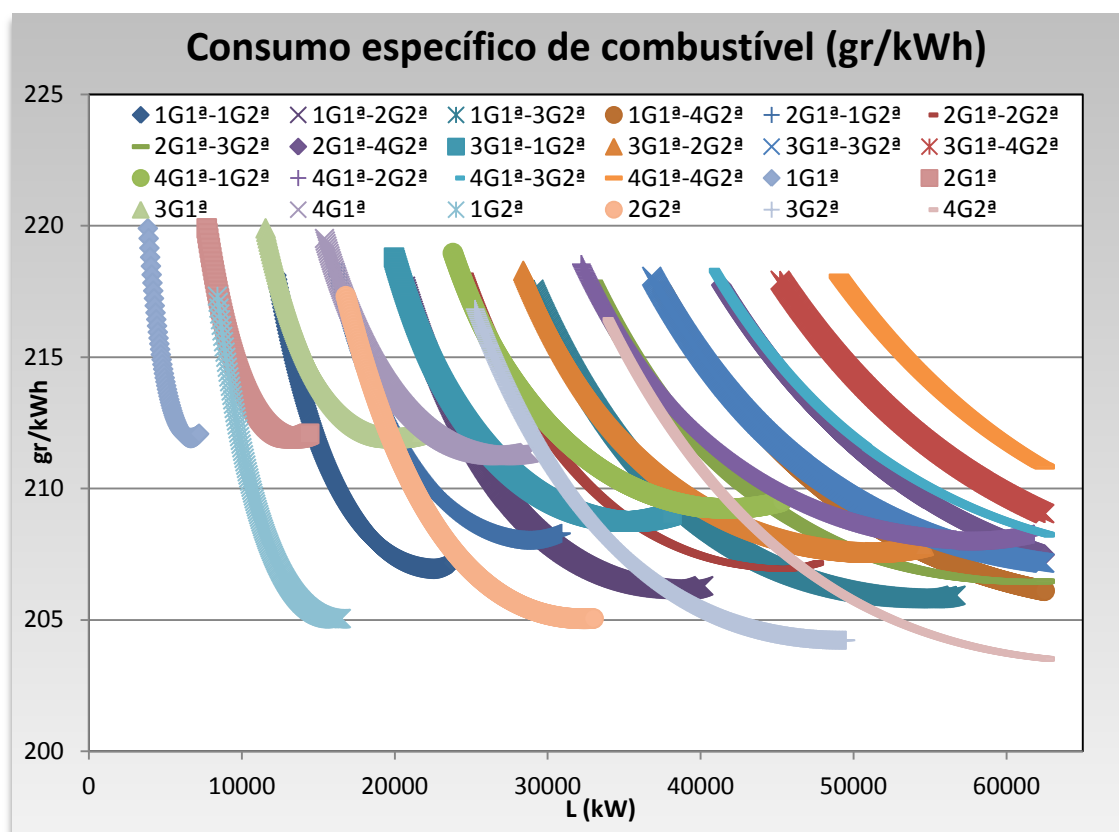


Figura 3.22 - Curvas do consumo específico equivalente para cada combinação, em função de L.

Na Figura 3.22, definiu-se como limite superior da carga L o máximo de produção térmica registado na central durante o ano de 2012, ou seja, 62 200 kW. Para facilitar este estudo, é possível remover algumas das curvas presentes na Figura 3.22, uma vez que existem combinações que facilmente se percebe não pertencerem ao lote das ótimas. Recorrendo à parte direita no gráfico, observa-se que a curva referente a uma combinação 4G1ª-4G2ª (cor de laranja), por exemplo, é dominada pela combinação 3G1ª-4G2ª (cor de tijolo), que por sua vez é dominada por 4G1ª-3G2ª (azul claro), em que esta também é dominada por várias combinações. Considera-se que uma combinação é dominada quando, para o todo o seu intervalo de funcionamento, existe outra combinação que apresenta um consumo de combustível mais reduzido e que, em simultâneo, garante o fornecimento de energia elétrica a toda a carga do sistema. Existem, no entanto, combinações que não são diretamente dominadas mas, observando a Figura 3.22, nunca vão constar na ordem de mérito. Um dos exemplos é a combinação 3G1ª (verde claro) que, não sendo totalmente dominada por uma única configuração, nunca apresenta o menor consumo específico equivalente do sistema.

Para construir a ordem de mérito, é necessário analisar, para cada nível de carga, qual a combinação que garante o menor consumo específico de combustível e definir quais os “saltos ótimos” entre as combinações. É considerado um “salto ótimo” quando o operador do sistema decide passar de uma configuração de grupos ativos para outra que optimize o consumo de combustível, diminuindo os custos de operação do sistema.

A Figura 3.23 mostra as curvas que contribuíram para a construção da ordem de mérito.

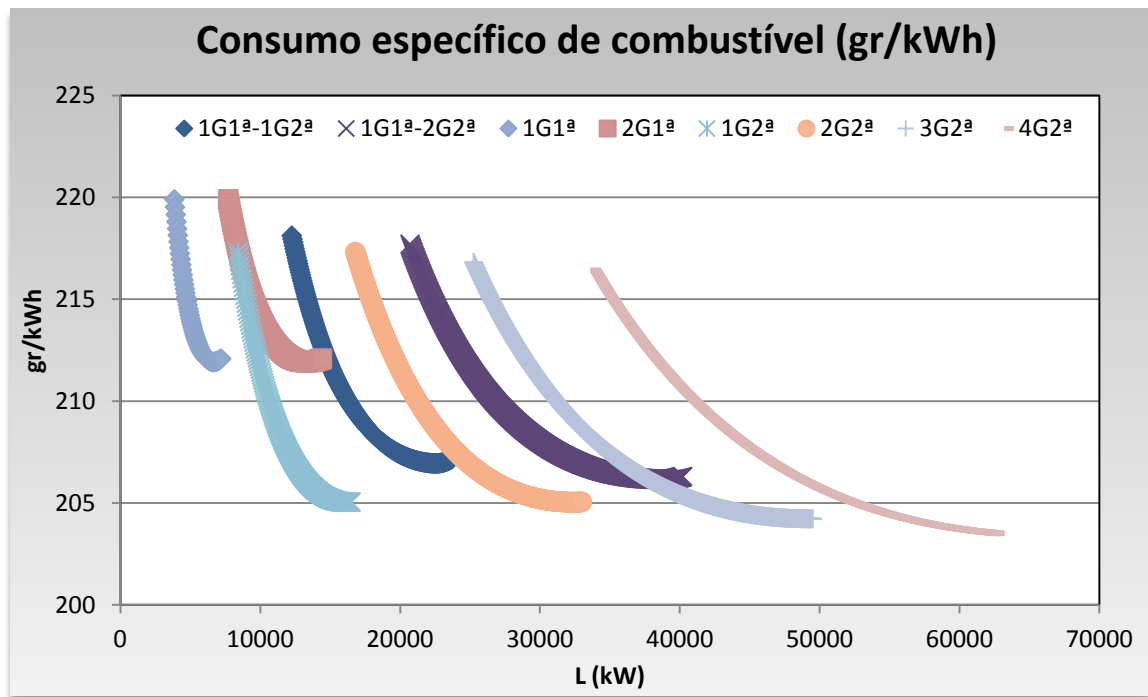


Figura 3.23 - Curvas do consumo específico excluindo as curvas dominadas, em função da carga L.

Na Figura 3.23, são perceptíveis quais os “saltos ótimos” realizados entre as combinações que garantem o menor consumo de combustível do sistema. Para se obter um maior rigor em relação aos intervalos da carga L associados a cada uma das combinações, foi necessário recorrer ao Excel. Assim, é apresentada na Tabela 3.10 a ordem de mérito para a central térmica da ilha de São Miguel.

Tabela 3.10 - Ordem de mérito.

Combinação Ótima	Intervalo (kW)
1G1ª	[3 848 ; 7 200]
2G1ª	[7 696 ; 8 410[
1G2ª	[8 410 ; 16 500]
1G1ª - 1G2ª]16 500 ; 23 700]
2G2ª]23 700 ; 33 000]
1G1ª - 2G2ª]33 000 ; 37 700]
3G2ª]37 700 ; 49 500]
4G2ª]49 500 ; 62 200]

Analisando a ordem de mérito, verifica-se que existem intervalos que não são cobertos por nenhuma das configurações, como é o caso dos intervalos representados em 3.44 e 3.45.

$$\text{Intervalo 1: } 0 \leq L < 3\,848 \text{ (kW)} \quad (3.44)$$

$$\text{Intervalo 2: } 7\,200 < L < 7\,696 \text{ (kW)} \quad (3.45)$$

O primeiro intervalo (3.44) é irrelevante em ser analisado porque, nos dados de 2012, não existiu um único momento em que a carga L se situasse dentro destes valores. O segundo (3.45), por sua vez, é um intervalo crítico porque durante o ano existem várias horas em que a produção total dos grupos térmicos, necessária para cobrir o consumo de eletricidade da ilha, se situa neste domínio.

O operador do sistema procura garantir que a carga total seja sempre alimentada, mesmo em situações complicadas como esta, uma vez que existem penalizações a pagar aos clientes que dependem da quantidade de energia não fornecida. Para se resolver este problema, existem duas soluções: obrigar os grupos geradores a produzir abaixo do seu limite técnico mínimo ou cortar parte da energia proveniente de recursos renováveis. Caso se opte pela primeira solução, considerando a ordem de mérito, a combinação 2G1ª seria responsável produzir durante o Intervalo 2, provocando uma maior desgaste e envelhecimento dos grupos geradores. As unidades produtoras não possuem a capacidade de ultrapassar os seus limites máximos de produção durante um longo período, portanto é absolutamente necessário optar por colocar mais unidades em operação e obrigar a que produzam abaixo do seu limite técnico inferior. Caso contrário, outra opção seria que 1G1ª produzisse acima do seu máximo durante este intervalo crítico.

Analisando a segunda solução, ao cortar numa ou várias parcelas da energia renovável entregue à rede (hídrica, eólica e geotérmica), garante-se que é necessário uma maior produção térmica para que se alimente toda a carga do sistema. Dito por outras palavras, procura-se reduzir a produção renovável de forma a que a necessidade de produção térmica aumente para valores situados em intervalos abrangidos pelas combinações. Assim, evita-se a violação dos mínimos técnicos dos grupos geradores mas, em contrapartida, desperdiçam-se recursos renováveis e, ao aumentar a produção térmica, aumenta-se o consumo de combustível, conduzindo a um maior custo de operação do sistema.

O operador do sistema apenas tem disponível as previsões reais da produção renovável, aumentando a sua incerteza e, consequentemente, os custos de operação. A metodologia proposta até agora, apesar de usar uma previsão perfeita, obriga a que os grupos geradores produzam dentro dos seus limites técnicos, o que não acontecia na gestão da central térmica da ilha. Esta ação pode provocar um ligeiro aumento dos custos de operação pois operar abaixo do seu mínimo técnico é economicamente mais vantajoso do que cortar na produção renovável mas, em contrapartida, é possível poupar no custo de manutenção dos grupos, uma vez que estes não sofrem o desgaste de produzir um valor de potência para o qual não foram concebidos, aumentando o seu ciclo de vida.

Até este ponto, o estudo foi realizado para uma previsão perfeita de produção renovável, baseada nos dados disponibilizados pela EDA referentes ao ano de 2012, com o objetivo de determinar as várias expressões para cada uma das combinações de grupos geradores. Na realidade, o problema é bastante mais complexo, uma vez que a previsão dos recursos renováveis pode revelar-se bastante diferente face aos valores reais, principalmente a parcela de produção dependente do recurso eólico, devido à sua grande imprevisibilidade. No próximo tópico será abordada a metodologia desenvolvida no âmbito da dissertação, com o objetivo de realizar um despacho económico que inclua a previsão da produção renovável.

3.2.2 - Metodologia desenvolvida

O método desenvolvido para a resolução de um despacho económico que inclua a previsão da produção renovável, tem como objetivo garantir que a central térmica consegue cobrir ao máximo a imprevisibilidade da produção renovável, com um determinado valor de risco escolhido pelo operador do sistema. Na realização deste despacho económico, tal como anteriormente, os grupos gerados estão sujeitos a operar dentro dos seus limites técnicos. Na Figura 3.24 está ilustrado o fluxograma com os passos essenciais para a aplicação da metodologia proposta.

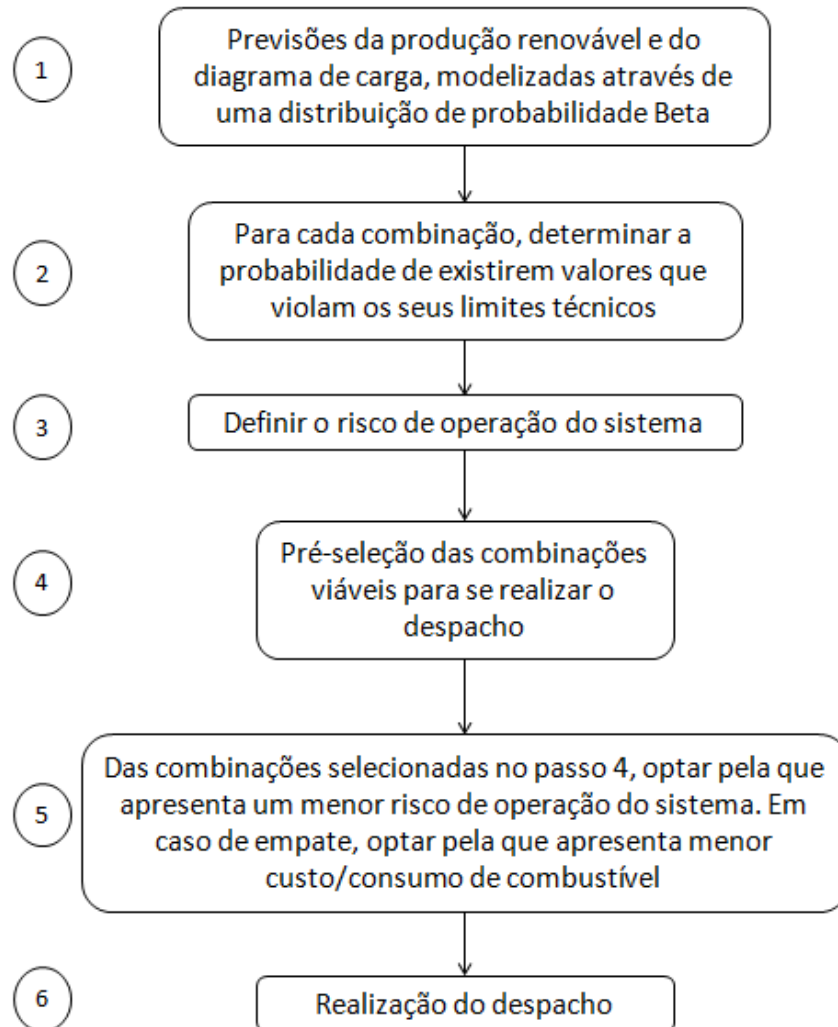


Figura 3.24 - Fluxograma do algoritmo da metodologia proposta.

No primeiro passo deste algoritmo, as previsões das produções renováveis (hídrica, geotérmica e eólica) e do diagrama de carga foram modelizadas segundo uma distribuição de probabilidade Beta acumulada. Esta distribuição é constituída por uma família de distribuições de probabilidade contínuas, definidas num intervalo de $]0,1[$ e parametrizadas por dois valores positivos, alfa (α) e beta (β), que controlam a forma da distribuição. Este tema foi abordado muito superficialmente, uma vez que as modelizações das diversas previsões foram realizadas e gentilmente cedidas por membros da empresa Smartwatt,

optando pelos dias 6 e 7 de Dezembro de 2012 como caso de estudo. A metodologia proposta na Figura 3.24 será aplicada, como exemplo, à hora 03:00 do dia 6 de Dezembro.

O valor necessário para balancear o sistema refere-se, em cada momento, à diferença entre a carga total e o somatório das produções renováveis:

$$Balanco = Carga_{Total} - (P_{Hidrica} + P_{Eolica} + P_{Geotermica}) \quad (3.46)$$

Como as previsões do diagrama de carga e da produção renovável seguem uma distribuição de probabilidade Beta acumulada, também o balanço energético do sistema vai variar segundo esta distribuição. Para cada hora, são disponibilizados os valores correspondentes ao limite mínimo e o máximo da distribuição, tal como os valores dos parâmetros alfa e beta. O balanço energético do sistema, para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro, pode oscilar dentro do seguinte intervalo:

$$-5\,768\,kW \leq Balanco \leq 15\,984\,kW \quad (3.47)$$

O balanço energético é calculado de forma idêntica à carga L (expressão 3.12), com a diferença que esta última contém apenas valores positivos e não introduz incerteza na operação do sistema. Uma vez que existe a possibilidade da distribuição apresentar valores negativos, optou-se por denominar de “balanço energético” ao valor necessário para que seja atingido o equilíbrio entre as produções e a carga total.

Quando o balanço é negativo, ou seja, quando a produção renovável é superior à carga total, não é necessário recorrer à central térmica para balancear o sistema. O operador do sistema, contudo, estaria a correr um risco demasiadamente elevado ao tomar essa opção, devido ao comportamento flutuante e intermitente das fontes limpas, principalmente do vento. Sendo assim, a central térmica permanece em atividade, independentemente do valor do balanço energético, todavia, surge a necessidade de cortar na produção renovável para garantir que o limite técnico inferior dos geradores é respeitado.

Quando o balanço energético é positivo mas o seu valor é menor que o mínimo da combinação ativa de grupos térmicos, continua a existir a necessidade de cortar na produção renovável. Conclui-se que este tipo de produção só é totalmente entregue à rede quando o valor do balanço energético se encontra dentro da gama de funcionamento da combinação.

Nos casos em que o balanço energético é maior que o máximo técnico da configuração ativa, será obrigatoriamente necessário recorrer a um conjunto de grupos que garanta uma maior capacidade de produção térmica.

Analisada a distribuição densidade de probabilidade Beta referente ao balanço energético do sistema, é necessário avançar para o passo 2 do algoritmo ilustrado na Figura 3.24. Neste passo será determinada a probabilidade do balanço energético provocar a violação dos limites técnicos de cada combinação de grupos geradores. Isto é, para cada combinação será calculada a probabilidade de operar abaixo do seu limite mínimo e acima do seu limite máximo. Para determinar a probabilidade dos grupos térmicos funcionarem abaixo do seu mínimo técnico, recorreu-se à seguinte função do Excel (versão portuguesa):

$$DISTBETA(x, alfa, beta, [A], [B]) \quad (3.48)$$

onde:

- x - Mínimo técnico da combinação de grupos geradores;
- alfa - Parâmetro alfa (α) da distribuição densidade de probabilidade;
- beta - Parâmetro beta (β) da distribuição densidade de probabilidade;
- [A] - Valor mínimo da distribuição densidade de probabilidade;
- [B] - Valor máximo da distribuição densidade de probabilidade;

A função 3.48 apresenta como resultado a probabilidade de conter, na distribuição, um valor inferior a 'x'. Assim, para determinar a probabilidade de existir um valor maior ou igual que 'x', é necessário recorrer à função 3.49.

$$1 - DISTBETA(x, alfa, beta, [A], [B]) \quad (3.49)$$

Na função 3.49, todos os parâmetros são idênticos ao da função 3.48, com a exceção de 'x', que agora representa o máximo técnico da combinação de grupos geradores. Na Tabela 3.11 são apresentadas as gamas operacionais associadas a cada uma das configurações da central térmica.

Tabela 3.11- Gama de operação das diversas combinações de grupos geradores.

Combinação	Gama de operação (kW)	Combinação	Gama de operação (kW)
1G1 ^a - 1G2 ^a	[12 258;23 700]	4G1 ^a - 1G2 ^a	[23 802;45 300]
1G1 ^a - 2G2 ^a	[20 668;40 200]	4G1 ^a - 2G2 ^a	[32 212;61 800]
1G1 ^a - 3G2 ^a	[29 078;56 700]	4G1 ^a - 3G2 ^a	[40 622;78 300]
1G1 ^a - 4G2 ^a	[37 488;73 200]	4G1 ^a - 4G2 ^a	[49 032;94 800]
2G1 ^a - 1G2 ^a	[16 106;30 900]	1G1 ^a	[3 848;7 200]
2G1 ^a - 2G2 ^a	[24 516;47 400]	2G1 ^a	[7 696;14 400]
2G1 ^a - 3G2 ^a	[32 926;63 900]	3G1 ^a	[11 544;21 600]
2G1 ^a - 4G2 ^a	[41 336;80 400]	4G1 ^a	[15 392;28 800]
3G1 ^a - 1G2 ^a	[19 954;38 100]	1G2 ^a	[8 410;16 500]
3G1 ^a - 2G2 ^a	[28 364;54 600]	2G2 ^a	[16 820;33 000]
3G1 ^a - 3G2 ^a	[36 774;71 100]	3G2 ^a	[25 230;49 500]
3G1 ^a - 4G2 ^a	[45 184;87 600]	4G2 ^a	[33 640;66 000]

Através dos valores presentes na Tabela 3.11, foi possível construir a Tabela 3.12, onde são apresentadas, para a hora em estudo, as probabilidades de violação do limite técnico mínimo e máximo de cada configuração de grupos geradores.

Tabela 3.12 - Probabilidade de violação do limite técnico mínimo e máximo de cada combinação, para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012.

Combinação	Min	Max	Combinação	Min	Max
1G1 ^a - 1G2 ^a	0.9988	0	4G1 ^a - 1G2 ^a	1	0
1G1 ^a - 2G2 ^a	1	0	4G1 ^a - 2G2 ^a	1	0
1G1 ^a - 3G2 ^a	1	0	4G1 ^a - 3G2 ^a	1	0
1G1 ^a - 4G2 ^a	1	0	4G1 ^a - 4G2 ^a	1	0
2G1 ^a - 1G2 ^a	1	0	1G1 ^a	0.26911	0.24503
2G1 ^a - 2G2 ^a	1	0	2G1 ^a	0.81297	1.4E-06
2G1 ^a - 3G2 ^a	1	0	3G1 ^a	0.99577	0
2G1 ^a - 4G2 ^a	1	0	4G1 ^a	1	0
3G1 ^a - 1G2 ^a	1	0	1G2 ^a	0.88123	0
3G1 ^a - 2G2 ^a	1	0	2G2 ^a	1	0
3G1 ^a - 3G2 ^a	1	0	3G2 ^a	1	0
3G1 ^a - 4G2 ^a	1	0	4G2 ^a	1	0

Concluído o passo 2 do algoritmo, é necessário definir o risco de operação do sistema e, dependendo do balanço energético, realizar uma pré-seleção das combinações possíveis de se utilizar no despacho da central térmica. Considera-se que existe risco na operação do sistema quando a probabilidade de ultrapassar o limite mínimo ou máximo da configuração ativa é maior do que um valor pré-estabelecido pelo operador do sistema.

No passo 3 do algoritmo, foi assumido que o sistema opera com risco quando a probabilidade de uma combinação produzir abaixo do seu limite mínimo é superior a 0.1 e, em simultâneo, a probabilidade de produzir acima do seu limite máximo é maior que 0.05. A probabilidade admissível para a violação do mínimo técnico é ligeiramente mais folgada pois, caso isso aconteça, existe a possibilidade de cortar na produção renovável ou de produzir um valor inferior ao limite mínimo. Nenhuma destas duas opções é passível de se realizar quando o limite superior é violado.

Para se proceder à pré-seleção das combinações que cumprem os valores pré-estabelecidos pelo operador do sistema, foi necessário criar um método de decisão. O sistema apenas vai operar com combinações que garantam, no mínimo, que a probabilidade de violação do máximo é menor que o valor pré-estabelecido. Nos casos em que a probabilidade de ultrapassar o limite máximo é maior do que o valor pré-estabelecido pelo operador de sistema, é atribuído o valor 1; nos casos em que as probabilidades de violar, simultaneamente, o limite mínimo e máximo da configuração são menores do que os valores pré-estabelecidos, é atribuído o valor 0; e nos casos em que apenas é cumprido o valor pré-estabelecido para a violação do máximo da combinação, é atribuído o valor da probabilidade de operar abaixo do mínimo. Na Tabela 3.13 é possível observar o valor atribuído a cada uma das combinações.

Tabela 3.13 - Valor atribuído, a cada uma das combinações, para o processo de pré-seleção da melhor combinação para o despacho da hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012.

Combinação	Valor atribuído	Combinação	Valor atribuído
1G1 ^a - 1G2 ^a	0.9988	4G1 ^a - 1G2 ^a	1
1G1 ^a - 2G2 ^a	1	4G1 ^a - 2G2 ^a	1
1G1 ^a - 3G2 ^a	1	4G1 ^a - 3G2 ^a	1
1G1 ^a - 4G2 ^a	1	4G1 ^a - 4G2 ^a	1
2G1 ^a - 1G2 ^a	1	1G1 ^a	1
2G1 ^a - 2G2 ^a	1	2G1 ^a	0.81297
2G1 ^a - 3G2 ^a	1	3G1 ^a	0.99577
2G1 ^a - 4G2 ^a	1	4G1 ^a	1
3G1 ^a - 1G2 ^a	1	1G2 ^a	0.88123
3G1 ^a - 2G2 ^a	1	2G2 ^a	1
3G1 ^a - 3G2 ^a	1	3G2 ^a	1
3G1 ^a - 4G2 ^a	1	4G2 ^a	1

No passo 4 do algoritmo, o programa em Excel automaticamente exclui todas as combinações com o valor 1 e, em relação às restantes, ordena-as por ordem crescente. Na metodologia desenvolvida, é escolhida a combinação que apresenta um menor risco de operação do sistema, independentemente do seu consumo de combustível. Por um lado aumenta a segurança e fiabilidade na operação do sistema, mas por outro lado, podem aumentar os custos associados. Somente em caso de empate será selecionada a combinação que apresente um menor consumo. Analisando a Tabela 3.13, verifica-se que é 2G1^a a combinação que apresenta um menor risco de operação, embora apresente uma elevada probabilidade de violar o seu mínimo técnico (0.81297).

Uma vez que existe uma forte possibilidade desta combinação de grupos violar o seu limite técnico inferior, é necessário analisar se existe produção renovável suficiente para cortar, procurando evitar que os grupos geradores funcionem fora da sua gama operacional. Este cálculo é dispensado quando não existe risco na gestão do sistema, uma vez que toda a produção renovável é entregue à rede e todos os grupos térmicos operam dentro dos seus limites técnicos.

Quando existe a necessidade de cortar na produção renovável, foi assumido que, inicialmente, o corte é realizado na produção eólica, uma vez que a produção hídrica e geotérmica apresentam comportamentos mais previsíveis. A função 3.50, integrada nas ferramentas do Excel, representa a função quantil. Esta função é definida por variáveis reais, entre zero e um, e, matematicamente, representa a inversa da função distribuição Beta acumulada. Isto é, para um valor 'x', o quantil refere-se à probabilidade de existirem valores na distribuição inferiores a esse 'x'.

$$BETA.ACUM.INV(probabilidade, alfa, beta, [A], [B]) \quad (3.50)$$

Para se analisar o comportamento do sistema, serão realizados despachos para diferentes quantis da distribuição Beta associada ao balanço energético do sistema. Em cada hora do caso de estudo, a produção térmica foi despachada para os seguintes quantis: 0.875, 0.75, 0.675, 0.5, 0.375, 0.25 e 0.125. Para compreender melhor a metodologia, foi exemplificado o despacho para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro, considerando o quantil 0.125.

Recorrendo à função 3.50, para uma probabilidade de 0.125 e com os restantes parâmetros referentes à distribuição Beta do balanço energético, foi obtido 2 501 kW. Este resultado não assegura que os mínimos técnicos da combinação sejam cumpridos, uma vez que o mínimo é 7 696 kW. Com esse intuito, é necessário analisar se a produção eólica disponível é suficiente para que o mínimo técnico não seja violado. A parcela correspondente à produção eólica será assim retirada da distribuição Beta do balanço energético (3.51).

$$Balanço = Carga_{Total} - (P_{Hídrica} + P_{Geotérmica}) \quad (3.51)$$

Através da expressão 3.51, é possível verificar se o mínimo técnico da combinação ativa é cumprido quando se corta toda a produção eólica disponível. Calculando o valor do balanço pela expressão 3.51, obtém-se 7 048 kW (menor que 7 696 kW). Para respeitar o mínimo técnico da combinação ativa, a diferença entre este e o valor do balanço energético calculado em 3.51, será subtraído à produção hídrica ou geotérmica.

$$Corte_{Hidro/Geo} = 7\,696 - 7\,048 = 648\,kW \quad (3.52)$$

Recorrendo às distribuições das duas produções, é necessário determinar o seu valor para um quantil de 0.125. Os resultados são apresentados nas expressões 3.53 e 3.54.

$$P_{Hídrica} = 2\,200\,kW \quad (3.53)$$

$$P_{Geotérmica} = 21\,593\,kW \quad (3.54)$$

Ambas as produções apresentam valores praticamente constantes ao longo do ano e ambas são previstas com elevada eficácia, incidindo no operador do sistema a decisão de cortar uma das produções em detrimento da restante.

Através da base de conhecimento construída anteriormente, facilmente se realiza o despacho, uma vez que todas as expressões dependem somente do valor da produção térmica total que é necessária produzir para balancear o sistema. O programa desenvolvido automaticamente realiza o despacho para qualquer quantil, reconhecendo qual a combinação ativa e quais as expressões equivalentes da produção de cada grupo e do consumo total do sistema. Isso é possível quando se recorre à função 3.55, incluída nas ferramentas do *software*.

$$PROCV(valor_proc; matriz_tabela; núm_ind_col: [proc_int]) \quad (3.55)$$

em que:

valor_proc - valor a procurar na primeira coluna da tabela ou intervalo;

matriz_tabela - intervalo de células que contém os dados;

núm_ind_col - número da coluna no argumento matriz_tabela a partir do qual o valor correspondente tem de ser devolvido;

proc_int - valor lógico que especifica se deseja que PROCV localize uma correspondência exata (1) ou uma correspondência aproximada (0).

Na Tabela 3.14 são apresentados os valores resultantes do despacho para uma combinação 2G1^a, assumindo que a produção térmica está a cargo dos Grupos 1 e 2.

Tabela 3.14 - Tecnologias de geração da ilha e respetivas produções para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, assumindo um quantil de 0.125.

G1	3 848 kW
G2	3 848 kW
G3	0
G4	0
G5	0
G6	0
G7	0
G8	0
Produção eólica	0
Produção geotérmica	21 593 kW
Produção hídrica	2 200 kW
Corte na produção geotérmica/hídrica	648 kW
Consumo de combustível	1 692 455 gr

3.3 - Conclusões

Neste capítulo foi analisada a operação do sistema elétrico da ilha de São Miguel e apresentados os algoritmos que sustentaram o desenvolvimento da metodologia proposta no âmbito da dissertação. O algoritmo de otimização desenvolvido dividiu-se em duas fases: tratamento dos dados e metodologia proposta.

Inicialmente foi analisado o funcionamento do sistema electroprodutor da ilha, ou seja, foi analisada a reserva girante do sistema, número de horas de operação e violação dos limites de cada grupo e as medidas adotadas para igualar a carga do sistema à produção total em situações extremas, com o objetivo de entender como se realizava o despacho e as possíveis restrições associadas a este. Esta análise foi útil para definir os limites reais dos grupos geradores, com a ajuda dos dados disponibilizados pela EDA, referentes ao ano de 2012.

Depois de analisada a operação do sistema elétrico da ilha, foi necessário tratar os dados com o objetivo final de construir uma base de conhecimento e uma ordem de mérito. Para simplificar a obtenção deste objetivo, foi assumido que o diagrama de carga e as produções renováveis não apresentavam incerteza, ou seja, os valores das suas previsões correspondiam aos valores reais.

Na base de conhecimento são apresentadas, de forma organizada, para cada combinação possível de grupos de geradores, as expressões relativas à produção térmica de cada grupo, consumo marginal de combustível equivalente e consumo total de combustível equivalente do sistema, tal como o intervalo em que estas expressões são válidas. Todas estas expressões dependem somente da produção térmica necessária para que o somatório de todas as produções da ilha iguale a carga do sistema, simplificando a realização do despacho térmico. Quando as combinações incluem grupos pertencentes a ambas as classes, a sua gama de operação é dividida em três intervalos e serão calculadas as expressões associadas a cada um deles: curva ótima, extensão do mínimo e extensão do máximo. Nas combinações constituídas por grupos da mesma classe, o intervalo da curva ótima coincide com a sua gama de operação.

Através da base de conhecimento, foi construída uma ordem de mérito, ou seja, uma tabela onde é visível, para cada intervalo da carga L (porção da carga total do sistema alimentada pela central térmica), a combinação que apresenta o menor consumo de combustível e que, em simultâneo, garante que os seus limites técnicos não são violados.

O tratamento dos dados é essencial para simplificar o despacho térmico. O passo seguinte passa por desenvolver uma metodologia para a otimização do despacho, em que as previsões do diagrama de carga e da produção renovável são modelizadas por uma distribuição de probabilidade Beta acumulada, ou seja, será introduzida incerteza na operação do sistema. O operador do sistema admite um risco máximo para a violação dos limites técnicos da combinação de grupos ativa e assim é feita uma pré-seleção com as combinações que cumprem os valores pré-estabelecidos. Dentro desta, é selecionada a configuração de grupos que apresente um menor risco para o sistema e, em caso de empate, será escolhida a combinação que apresentar menor consumo de combustível.

Uma vez definida qual a combinação ativa para a realização do despacho, é analisado se existe a possibilidade de violação do seu mínimo técnico. Em caso afirmativo, é necessário que a produção eólica atinja um valor suficientemente alto para que, caso seja necessário cortar neste tipo de produção, os limites técnicos da combinação sejam cumpridos. A probabilidade de atingir esse valor pode satisfazer, ou não, o operador do sistema. Nos casos em que não satisfaz, é necessário cortar a produção eólica e também a produção hídrica ou geotérmica. Quando a combinação ativa tem condições para operar dentro dos seus limites técnicos, é realizado o despacho térmico, sustentado pela base de conhecimento.

Capítulo 4

Aplicação do algoritmo desenvolvido à rede da ilha de São Miguel

Neste capítulo é apresentado o desempenho do modelo desenvolvido e os resultados obtidos para vários despachos, realizados para diversos cenários de operação do sistema elétrico da ilha de São Miguel. É efetuada uma análise comparativa entre os vários cenários e também uma análise entre os cenários e o caso real da ilha, indicando as vantagens da metodologia e as possíveis limitações que esta apresente. Os cenários escolhidos apresentam diferentes riscos de operação do sistema, quantis e horas do dia.

Com o objetivo de simplificar a tarefa do programa, foi assumido que os grupos geradores seguem sempre a mesma ordem de entrada em serviço. Os grupos da primeira classe entram em serviço respeitando a seguinte ordem: G1-G2-G3-G4, enquanto os grupos da segunda classe seguem: G5-G6-G7-G8. Quando a combinação ativa inclui um grupo da primeira classe, é G1 que se encontra em serviço, mas, quando na combinação ativa existem dois grupos desta classe, o programa assume que são G1 e G2 os grupos em serviço, e assim sucessivamente. O mesmo se verifica para os grupos térmicos pertencentes à segunda classe. Esta abordagem não é a mais aconselhável na operação real dos sistemas elétricos de energia, uma vez que os grupos que ocupam as primeiras posições da ordem de entrada em serviço vão ser submetidos a um maior desgaste. O ideal seria que o tempo de operação dos grupos, dentro da mesma classe, fosse semelhante entre si.

4.1 - Despacho para vários quantis

Neste tópico serão analisados os resultados provenientes da metodologia desenvolvida para diferentes quantis. Serão analisados dois cenários, correspondentes a uma hora de ponta e uma de vazio do dia 6 de Dezembro de 2012. O programa assume que o sistema opera com risco quando existe uma probabilidade de violação do mínimo técnico da combinação ativa maior que 0.1 e, em simultâneo, existe uma probabilidade de violação do máximo técnico maior que 0.05.

4.1.1 - Hora de vazio

Para a hora de vazio, será tomado como exemplo a hora 03:00, tal como no capítulo anterior, em que serão analisados os valores resultantes do despacho para diferentes quantis da distribuição do balanço energético: 0.875, 0.75, 0.675, 0.5, 0.375, 0.25 e 0.125. Quanto maior o quantil, maior é o valor do balanço energético, logo, maior é a potência que a central térmica necessita de produzir para que não existam desequilíbrios entre a produção total e a carga do sistema. Na Figura 4.1 é possível observar a potência necessária para equilibrar o sistema, para os diversos quantis.

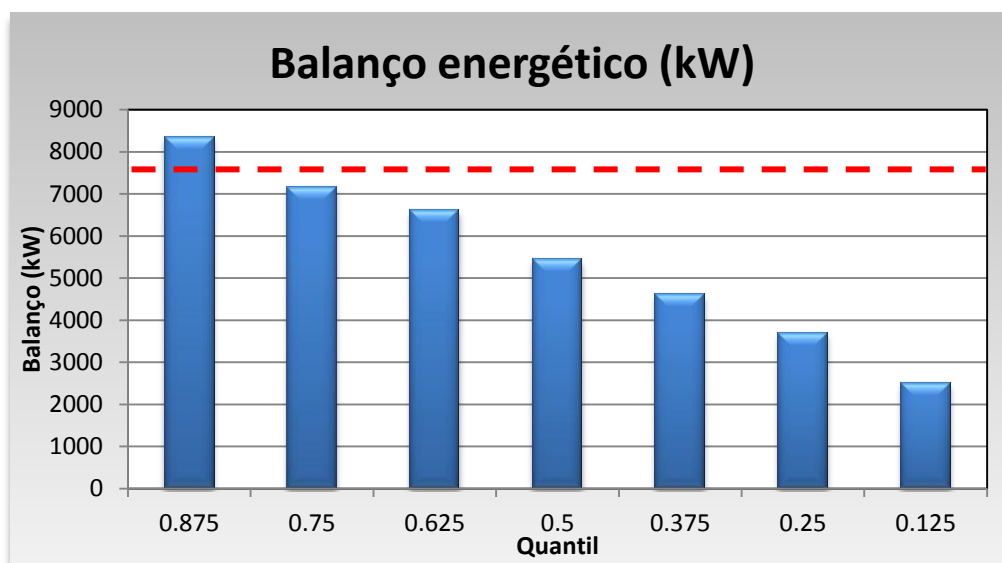


Figura 4.1 - Balanço energético para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.

As horas de vazio são caracterizadas pelo baixo consumo de eletricidade, verificando-se maioritariamente durante a noite, portanto, é de esperar que a produção térmica necessária para balancear o sistema atinja valores reduzidos. Para a hora em estudo, é 2G1^a a combinação que oferece um menor risco para a operação do sistema e, portanto, é a combinação ativa para realizar o despacho. Através da linha tracejada de cor vermelha representada na Figura 4.1, que indica o mínimo técnico da combinação ativa, é possível observar que o balanço energético apenas apresenta valores superiores a essa linha para o quantil 0.875, sendo necessário recorrer ao corte da produção eólica para os restantes quantis, com o objetivo de garantir que os grupos operam dentro da sua gama de funcionamento. Na Figura 4.2 são apresentados os valores resultantes do despacho térmico para os diversos quantis.

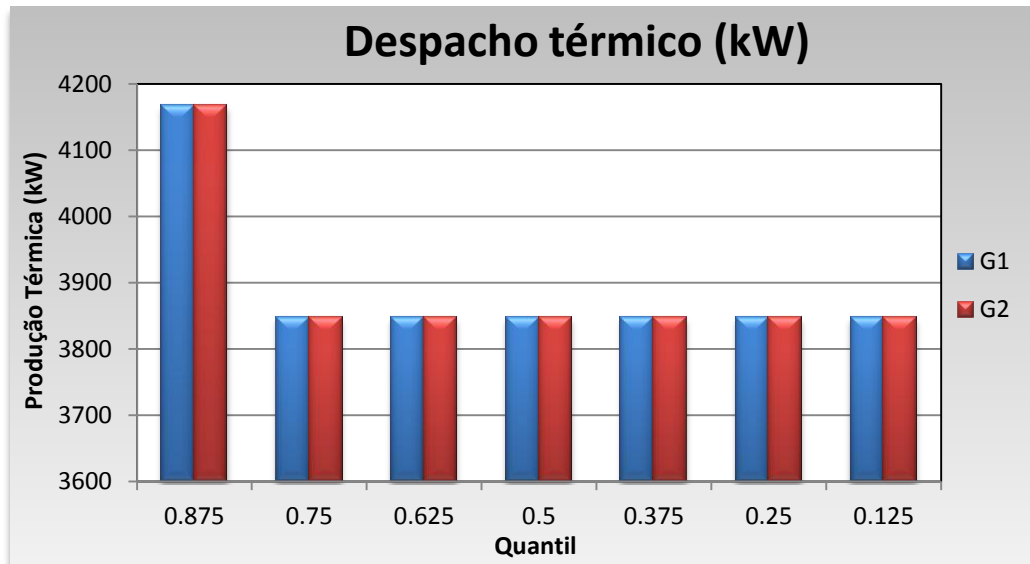


Figura 4.2 - Despacho térmico para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.

Como é possível observar na Figura 4.2, os grupos geradores operam sempre no seu mínimo técnico (3 848 kW), com a exceção do quantil 0.875, devido ao corte da produção eólica, conduzindo a um aumento do balanço energético até que o limite inferior da gama de operação de cada grupo seja cumprido. Esta ação garante um menor desgaste dos grupos térmicos mas, no entanto, provoca um aumento do custo de operação do sistema, uma vez que a central térmica é obrigada a produzir 7 696 kW (mínimo técnico da combinação) mesmo quando o balanço energético é menor esse valor.

A produção eólica associada a cada quantil é apresentada na Figura 4.3.

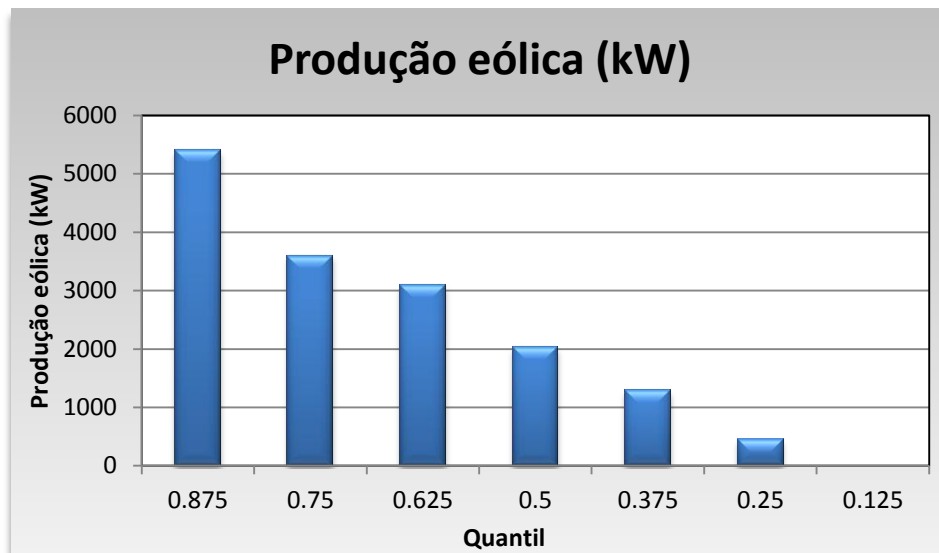


Figura 4.3 - Produção eólica para a hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.

Observando a Figura 4.3, conclui-se que o corte na produção eólica tem um comportamento inverso em relação ao valor do quantil. Para assegurar que os grupos

térmicos não violam o seu mínimo técnico, o corte na produção eólica aumenta à medida que o quantil diminui, contudo, para o quantil 0.125, este tipo de produção não é suficiente para garantir tal medida. Para este quantil, a parcela da produção eólica foi totalmente anulada e, mesmo assim, os grupos térmicos continuam a operar abaixo do seu mínimo, necessitando de outro corte na produção renovável de 648 kW para evitar a violação do limite técnico inferior. Quando a produção eólica não é suficiente, é necessário recorrer ao corte da produção hídrica ou geotérmica.

4.1.2 - Hora de ponta

Como hora de ponta, será tomado o exemplo da hora 19:00. Para esta hora, o programa determinou que apenas existe uma combinação que não garanta qualquer risco na operação do sistema, para os mesmos valores pré-estabelecidos, sendo essa configuração constituída por quatro grupos térmicos da primeira classe e um grupo da segunda (4G1^a-1G2^a). Na Figura 4.4 é possível observar o balanço energético para a hora em estudo, para diferentes quantis.

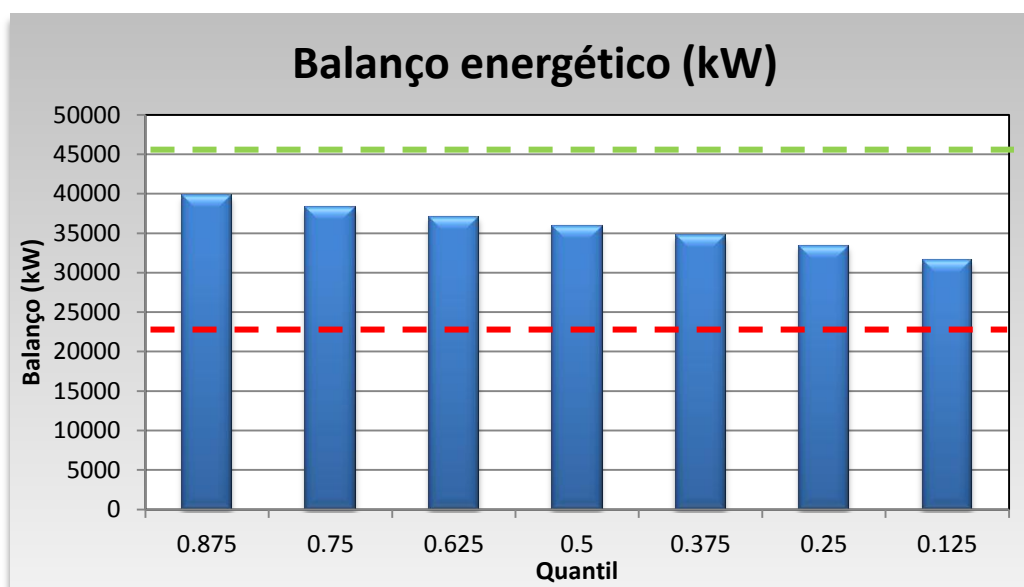


Figura 4.4 - Balanço energético para a hora 19:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.

Através da Figura 4.4, verifica-se que o balanço energético se encontra entre o limite mínimo (linha tracejada vermelha) e o limite máximo (linha tracejada verde) da combinação ativa, excluindo a opção de recorrer ao corte de produção renovável. A central térmica será, assim, inteiramente responsável pela geração da potência necessária para equilibrar o sistema. O despacho realizado para a hora em estudo, é apresentado na Figura 4.5.

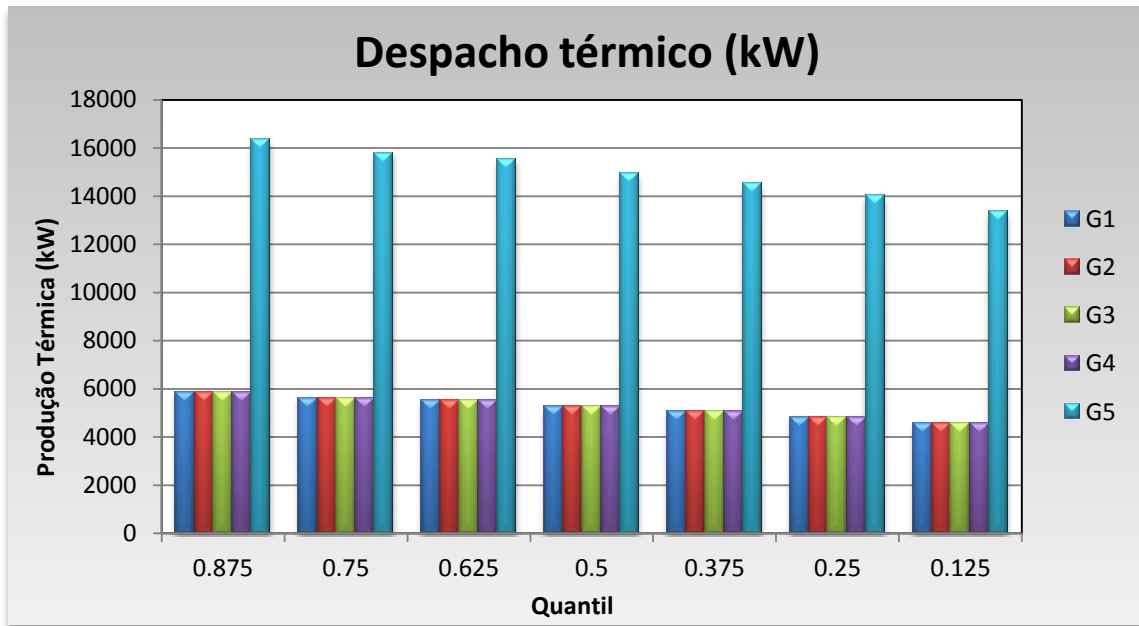


Figura 4.5 - Despacho térmico para a hora 19:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.

Todos os grupos estão a operar dentro dos seus limites técnicos para os quantis apresentados sem a necessidade de recorrer ao corte de produção renovável. O consumo de combustível e, conseqüentemente o custo de operação do sistema, aumenta à medida que o quantil assume valores mais elevados devido à necessidade de uma maior produção por parte dos grupos térmicos.

A produção eólica, imune de cortes, apresenta os seguintes valores para os diversos quantis (Figura 4.6).

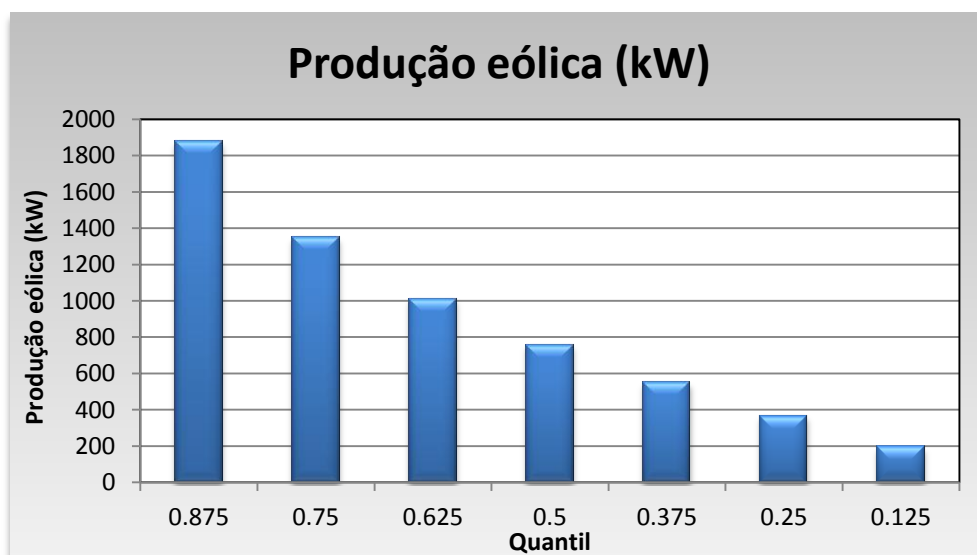


Figura 4.6 - Produção eólica para a hora 19:00 do dia 6 de Dezembro de 2012, considerando vários quantis.

4.2 - Despacho para vários riscos de operação

Neste tópico será realizada uma análise comparativa entre os resultados obtidos dos despachos para diferentes riscos de operação do sistema. O programa assumiu, até agora, que o sistema operava com risco quando existia uma probabilidade de violação do mínimo técnico da combinação ativa maior que 0.1 e, em simultâneo, existia uma probabilidade de violação do máximo técnico maior que 0.05. A alteração destes valores pode influenciar a seleção da configuração ativa para a realização do despacho.

Na Tabela 4.1 são apresentados vários cenários, em que cada um deles está associado a uma probabilidade máxima admissível de violação do limite técnico inferior e superior dos grupos geradores térmicos, considerando que o sistema opera com risco quando esta probabilidade é ultrapassada.

Tabela 4.1 - Cenários de operação do sistema elétrico da ilha.

Cenário	Probabilidade de violação	Probabilidade de violação
	do mínimo	do máximo
1	0.05	0.025
2	0.1	0.05
3	0.2	0.1

O cenário 1 apresenta-se como o cenário mais restrito e pessimista, ou seja, é aquele que está relacionado com as menores probabilidades admissíveis para a violação dos limites técnicos. O cenário 3, em contrapartida, é o cenário que expõe um maior otimismo por parte do operador do sistema, apresentando as maiores probabilidades admissíveis para o não cumprimento dos limites de cada grupo.

Para comparar o comportamento do sistema em cada cenário, assumiu-se que o valor a despachar pela central térmica será, para cada hora, o valor médio esperado (quantil 0.5) da função inversa da distribuição Beta do balanço energético do sistema (Figura 4.7).

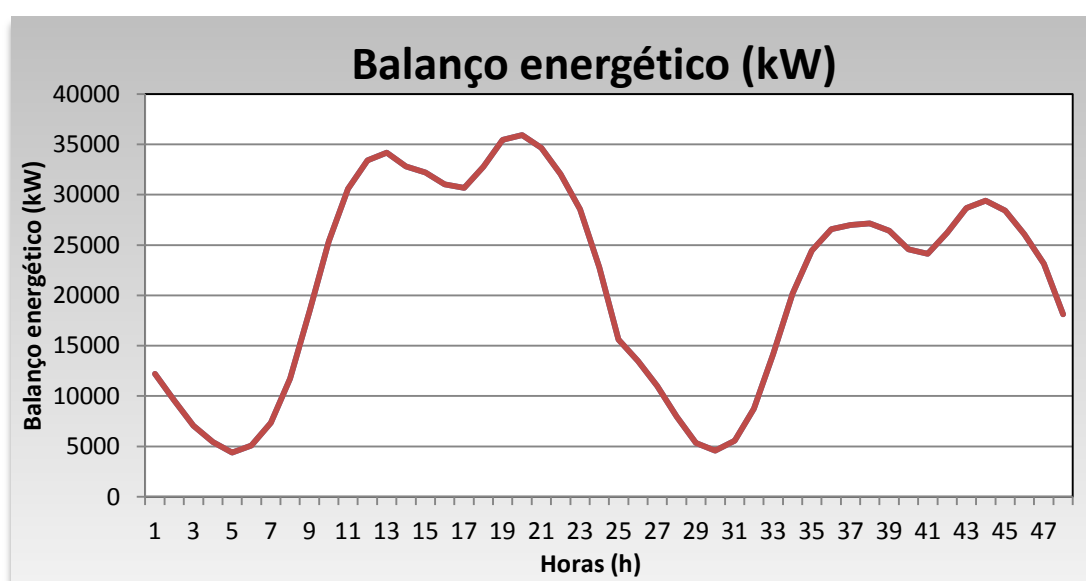


Figura 4.7 - Valor médio do balanço energético para os dias 6 e 7 de Dezembro de 2012.

Para clarificar o estudo dos vários cenários, foi tomada a decisão de os comparar dois a dois, simplificando a sua análise visual. Na Figura 4.8 são comparados os consumos de combustível para os cenários 1 e 2 e na Figura 4.9 são comparados os cenários 2 e 3.

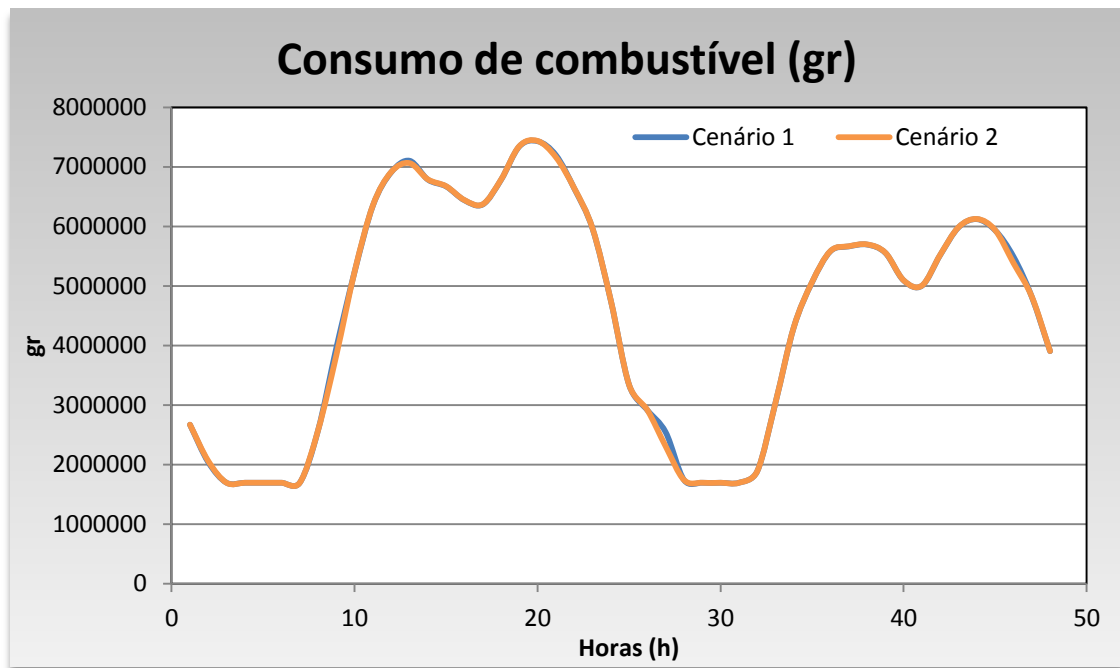


Figura 4.8 - Comparação entre o consumo de combustível dos cenários 1 e 2 para os dias 6 e 7 de Dezembro de 2012.

Como é possível observar na Figura 4.8, os dois cenários apresentam um consumo de combustível praticamente semelhante, no entanto, para certas horas, o cenário 2 manifesta valores mais baixos. Este cenário apresenta uma maior poupança económica porque, à medida que se aumentam as probabilidades admissíveis para a violação dos limites técnicos, também se aumenta o número de combinações viáveis para a realização do despacho, logo, maior é a tendência do programa desenvolvido recorrer às combinações de grupos térmicos que oferecem um menor consumo de combustível. Esta ação, contudo, eleva o risco de operação do sistema, uma vez que pode aumentar a probabilidade da combinação ativa não conseguir entregar à rede toda a potência exigida.

Na Figura 4.9 é apresentado o consumo de combustível para o cenário 2 e 3. O risco de operação aumenta mais do cenário 2 para o 3 do que do cenário 1 para o 2, logo, espera-se que a diferença no consumo de combustível do sistema também seja mais elevada.

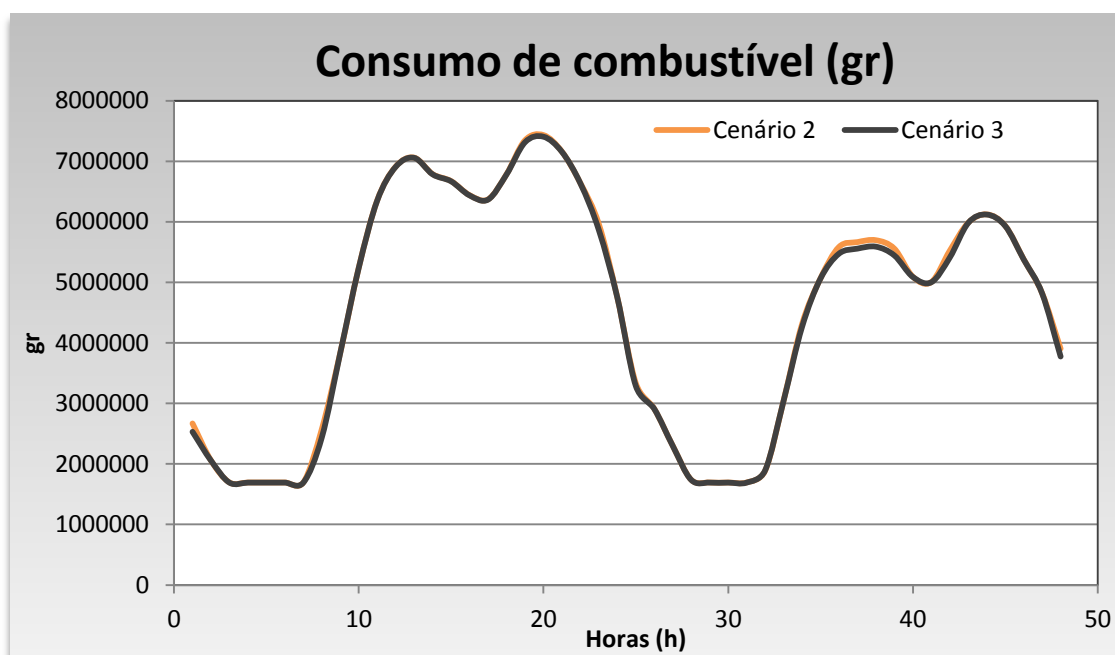


Figura 4.9 - Comparação entre o consumo de combustível dos cenários 1 e 2 para os dias 6 e 7 de Dezembro de 2012.

Na Figura 4.9 é visível uma maior diferença entre as duas curvas, principalmente entre as 35h (hora 11:00 do dia 7 de Dezembro) e as 40h (hora 16:00 do dia 7 de Dezembro). Mais uma vez se confirma que, ao aumentar o valor do risco de não alimentar toda a carga, diminui o consumo de combustível.

Nas horas de vazio, verifica-se que nenhuma curva do consumo de combustível dos três cenários segue a forma da distribuição do balanço energético (Figura 4.7). Sabendo que a combinação selecionada para essas horas foi 2G1^a, é perceptível nas Figuras 4.8 e 4.9 que, nas horas de vazio, o valor do consumo de combustível nunca é inferior ao consumo de uma combinação de 2G1^a a operar no seu limite mínimo (1 692 455 gr), ou seja, existiu uma necessidade de cortar na produção renovável para garantir que os grupos operavam dentro da sua gama de funcionamento.

Tabela 4.2 - Consumo de combustível total para os diversos cenários.

Cenário	Consumo de combustível (gr)
1	217 978 304
2	217 439 411
3	216 283 201

4.3 - Análise comparativa com o despacho da ilha de S. Miguel

Neste tópico é realizada uma análise comparativa entre o despacho térmico da ilha de São Miguel e os resultados obtidos através do algoritmo desenvolvido.

O valor a produzir pela central térmica é incerto, uma vez que depende da previsão da produção renovável, no entanto, a produção térmica real da ilha de São Miguel é conhecida para o caso de estudo. É assim feita uma análise com o intuito de observar se as combinações ativas, selecionadas pelo programa desenvolvido em Excel, conseguem cobrir a produção térmica realmente verificada. Para isso, foram relacionados os cenários da Tabela 4.1 com os valores reais.

Na Figura 4.10 são comparados os limites técnicos das combinações ativas do cenário 1 com a produção térmica da ilha.

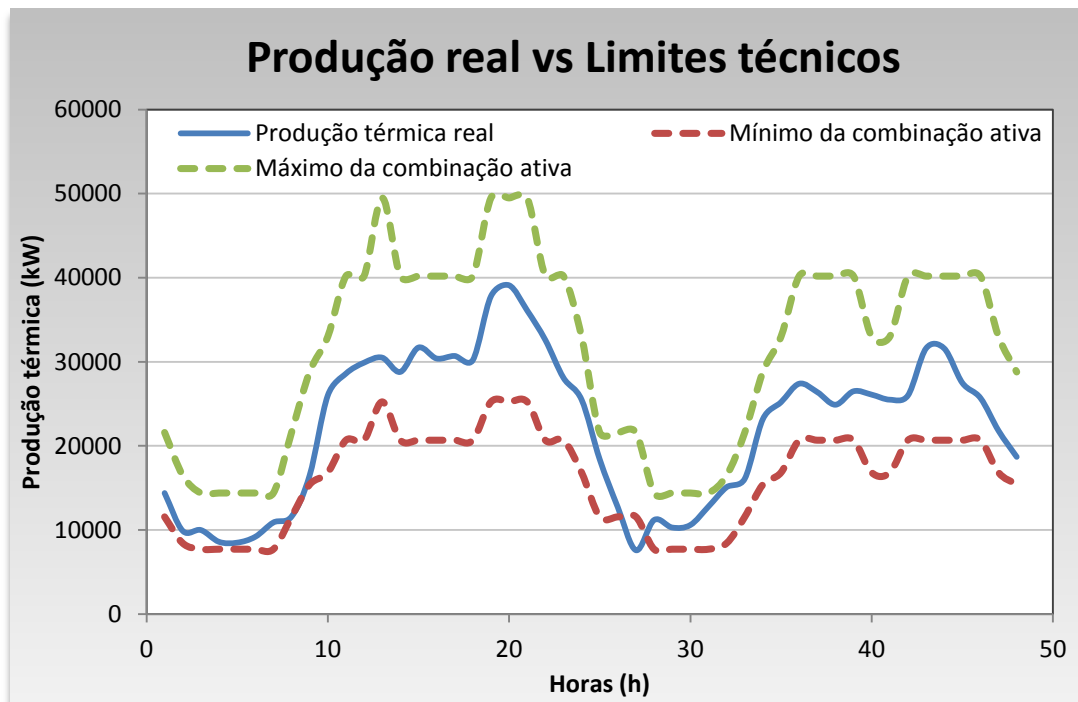


Figura 4.10 - Produção térmica real da ilha de São Miguel e limites técnicos das combinações ativas selecionadas pelo algoritmo desenvolvido, considerando o cenário 1, para os dias 6 e 7 de Dez. de 2012.

Através da Figura 4.10, é possível observar que, para o cenário 1, a curva referente à produção da central térmica ao longo das 48 horas se situa sempre dentro da gama de operação das combinações selecionadas a partir do algoritmo, com a exceção da hora 27:00 (hora 3:00 do dia 7 de Dezembro), em que o mínimo técnico da combinação seria violado. Uma das razões para que isto aconteça, refere-se ao facto do operador do sistema da ilha de São Miguel optar por cortar unicamente na produção eólica, obrigando as unidades térmicas a produzir abaixo do seu mínimo técnico quando a produção eólica não é suficiente para garantir que os grupos operem dentro da sua gama de funcionamento. Os erros associados à previsão da produção renovável também podem estar na origem de situações com esta.

No algoritmo desenvolvido, quando um dos limites técnicos é ultrapassado, pode-se reduzir o valor das probabilidades máximas admissíveis para a violação do mínimo e máximo da combinação ativa para aumentar a fiabilidade do sistema. Quando isso não é suficiente

para garantir que os limites são respeitados, recorre-se ao corte da produção eólica e, caso seja necessário, ao corte da produção hídrica ou geotérmica. Com esta ação, desperdiça-se energia “gratuita”, aumentando os custos operacionais do sistema mas, em contrapartida, devido ao seu correto funcionamento, aumenta o tempo de vida útil dos grupos térmicos e diminui o seu custo de manutenção.

Analisando a Figura 4.10, também se verifica que a produção real se aproxima mais vezes do limite mínimo do que do limite máximo da combinação ativa, uma vez que a probabilidade máxima admissível para a violação do limite técnico superior apresenta um valor mais reduzido do que a probabilidade máxima admissível para a violação do limite técnico inferior.

A Figura 4.11 ilustra o comportamento do algoritmo desenvolvido para o cenário 2, operando com um risco mais elevado em relação ao cenário 1.

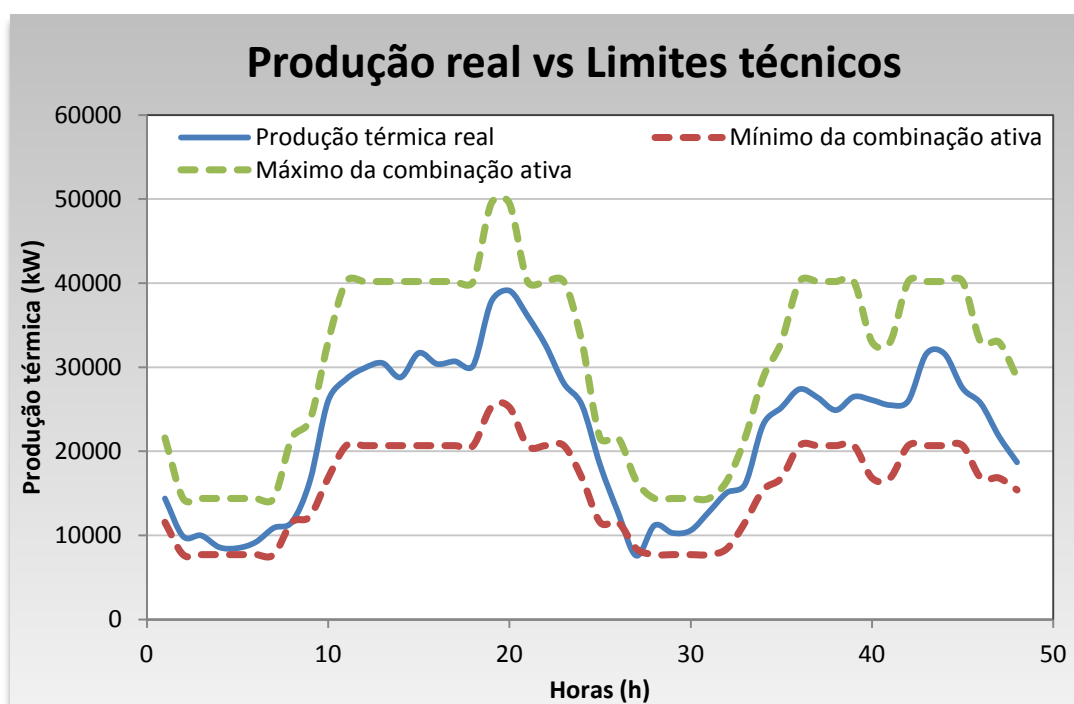


Figura 4.11 - Produção térmica real da ilha de São Miguel e limites técnicos das combinações ativas selecionadas pelo algoritmo desenvolvido, considerando o cenário 2, para os dias 6 e 7 de Dez. de 2012.

Devido ao aumento do risco, verifica-se na Figura 4.11 um estreitamento da gama de funcionamento, ou seja, observa-se uma redução da reserva girante disponível. O operador do sistema opta por recorrer a combinações que apresentam um menor consumo de combustível em detrimento de uma maior segurança na sua operação. Este comportamento vai sendo cada vez mais evidente à medida que o risco aumenta, como é o caso do cenário 3, ilustrado na Figura 4.12.

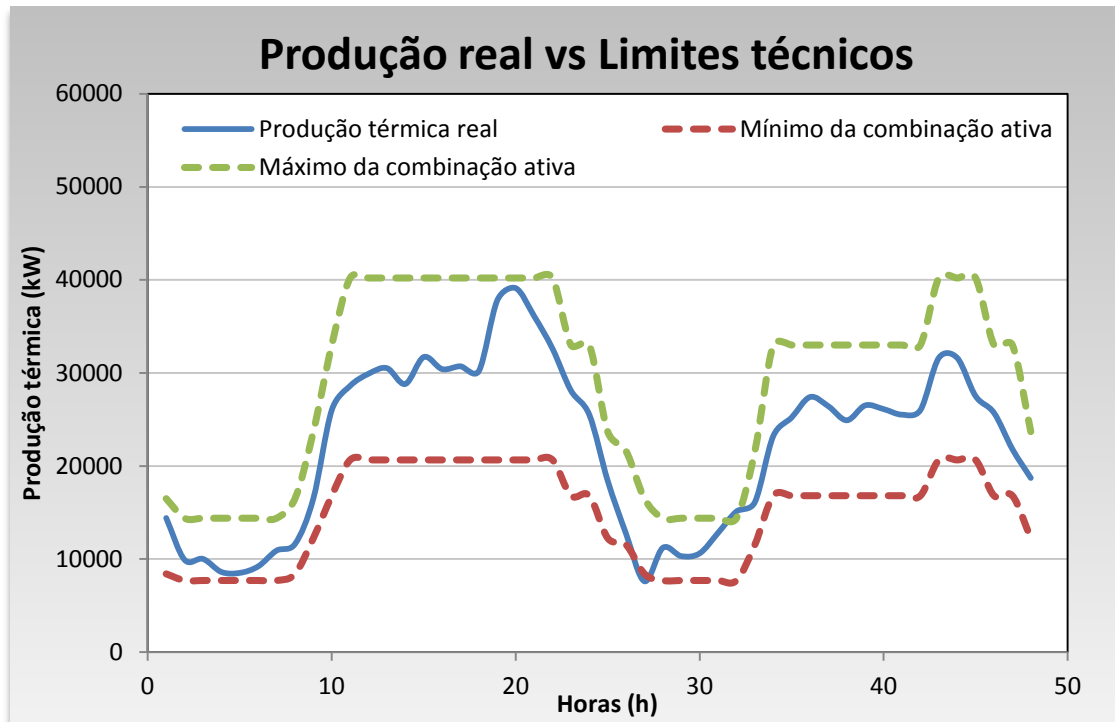


Figura 4.12 - Produção térmica real da ilha de São Miguel e limites técnicos das combinações ativas selecionadas pelo algoritmo desenvolvido, considerando o cenário 3, para os dias 6 e 7 de Dez. de 2012.

Através da Figura 4.12, é possível observar que, para o cenário 3, existem duas situações em que os limites técnicos são violados, contrariamente ao cenário 1 e 2, em que os limites apenas são ultrapassados uma vez. Para além da violação do mínimo na hora 27:00, também o máximo da combinação ativa é violado na hora 32:00 (hora 7:00 do dia 7 de Dezembro). Mais uma vez se comprova que ao aumentar o risco de operação do sistema, aumenta a possibilidade de violação dos limites técnicos das unidades térmicas. Para comparar as combinações ativas em cada cenário e para cada hora do caso de estudo foi construída a Tabela B.1, incluída no Anexo B.

Para se realizar uma comparação exata entre a produção térmica real e a produção térmica obtida pelo algoritmo, seria necessário conhecer a carga total do sistema e a produção renovável disponível, uma vez que a central térmica alimentará a diferença entre as duas. A carga total é disponibilizada pela EDA mas, no entanto, a produção renovável apresenta valores distintos conforme a estratégia adotada para o funcionamento da central térmica. O operador do sistema da ilha de São Miguel opta por cortar apenas na produção eólica e, quando necessário, viola os mínimos técnicos dos grupos geradores, enquanto o algoritmo desenvolvido obriga os grupos a operar dentro da sua gama de funcionamento, independentemente do desperdício de produção renovável. Posto isto, a única comparação possível será considerar que a carga a ser alimentada pela central térmica é o valor real da produção térmica da ilha, assim, as duas produções apresentam os mesmos valores. Na Tabela 4.3 é possível observar o consumo total de combustível para o caso de estudo.

Tabela 4.3 - Consumo total de combustível (gr) para a produção térmica real e produção térmica resultante do algoritmo desenvolvido, considerando o caso de estudo.

Algoritmo desenvolvido	Real
220 685 393	220 732 343

Comparando os dois valores da Tabela 4.3, confirma-se uma otimização do consumo de combustível através do algoritmo desenvolvido, apesar da restrição imposta que obriga os grupos a produzirem dentro dos seus limites técnicos. Com a aplicação do algoritmo, verifica-se uma poupança geral nos custos operacionais e nos custos de manutenção, para além de aumentar o tempo de vida útil das unidades da central térmica.

Na Tabela B.2 do Anexo B, é possível observar os valores do despacho para cada hora dos dias 6 e 7 de Dezembro de 2012.

4.4 - Conclusões

Neste capítulo foi o algoritmo desenvolvido foi testado para a rede da ilha de São Miguel, através da realização de despachos para diversos cenários de operação do sistema elétrico.

A primeira análise consistia em comparar os despachos para uma hora de ponta e de vazio, considerando vários quantis da distribuição do balanço energético. Na hora de vazio (hora 03:00 do dia 6 de Dezembro de 2012), verificou-se que o mínimo técnico da combinação ativa apenas não era violado para o quantil 0.875. Para os restantes, foi necessário recorrer ao corte da produção renovável, com o objetivo de aumentar a potência a produzir pela central térmica, até que os grupos operem dentro da sua gama de funcionamento. O corte na produção eólica foi suficiente para garantir o cumprimento dos limites técnicos das unidades térmicas, com a exceção do quantil 0.125, em que também foi necessário cortar na produção hídrica/geotérmica.

O despacho para vários quantis da hora de ponta (hora 19:00 do dia 6 de Dezembro de 2012) foi bastante mais simples de analisar, visto que os valores da distribuição do balanço energético se situavam dentro dos limites da combinação ativa.

Para compreender melhor o comportamento do algoritmo, foram testados três cenários com diferentes riscos na operação do sistema. Com o objetivo de comparar a performance destes cenários, foram realizados três despachos para o valor médio esperado da distribuição do balanço energético. Ao aumentar o risco na operação do sistema, diminui a probabilidade deste conseguir alimentar toda a carga com as combinações selecionadas, mas, no entanto, passam a existir mais configurações de grupos que cumprem os valores pré-estabelecidos para a violação dos seus limites técnicos. Ao aumentar a lista das combinações viáveis para a realização do despacho, é natural que se verifique uma diminuição do custo de operação, visto que será selecionada aquela que apresentar um menor consumo de combustível.

Depois de realizadas várias análises entre os resultados do algoritmo desenvolvido, foram comparados os limites técnicos das combinações ativas para cada um dos cenários com a produção térmica real da ilha de São Miguel. O resultado foi semelhante ao teste anterior, ou seja, quanto maior era o risco de operação, maior era a probabilidade dos limites técnicos serem violados. Fica assim provado que a qualidade da previsão da produção renovável, principalmente da produção eólica, tem uma elevada importância na otimização do

despacho. Quando a previsão apresenta valores próximos dos reais, existe uma menor probabilidade de violação da gama de operação das unidades térmicas, aumentando a fiabilidade do sistema e, em simultâneo, contribui para uma redução dos custos de operação.

No final do capítulo, definiu-se que o valor de carga a despachar pelo algoritmo desenvolvido seria igual à produção térmica real, assim, foi possível comparar o consumo de combustível para os mesmos valores de carga. O despacho resultante do algoritmo apresentou um menor consumo, garantindo uma otimização na operação do sistema da ilha de São Miguel.

Capítulo 5

Conclusões e futuros desenvolvimentos

5.1 - Conclusões gerais

O objetivo desta dissertação consistiu em desenvolver um algoritmo de otimização do despacho de produção de eletricidade que inclui a previsão da produção renovável. O algoritmo foi dividido em dois aspetos essenciais: tratamento de dados e a metodologia proposta. O tratamento de dados teve como objetivo criar uma base de conhecimento para a Central Termoelétrica do Caldeirão, contendo as expressões da produção dos seus grupos, consumo marginal e consumo total para cada uma das combinações possíveis, em que todas dependem apenas da carga a ser alimentada pela central. Depois da construção da base de conhecimento, foi criada uma ordem de mérito para que o operador do sistema saiba, em cada intervalo de carga, qual a combinação de grupos que garante um menor consumo de combustível.

Uma vez determinadas as expressões para todas as configurações de unidades térmicas, foi realizado o despacho para os dias 6 e 7 de Dezembro de 2012, incluindo a previsão da produção renovável. A previsão apresentou-se segundo uma distribuição de probabilidade Beta acumulada, em que, para cada valor de produção está associada uma probabilidade de ocorrência. O despacho garante que os limites operacionais dos grupos térmicos são sempre respeitados, contribuindo assim para um maior tempo de vida útil das máquinas e uma diminuição nos custos de manutenção. Nas horas de vazio, esta ação pode provocar cortes na produção renovável, uma vez que a carga é baixa, e assim exclui-se a possibilidade de violação dos mínimos técnicos dos grupos da central térmica.

O algoritmo desenvolvido foi testado para vários cenários de operação do sistema elétrico da ilha de São Miguel. Os resultados evidenciam que, quando o balanço energético atinge valores inferiores ao mínimo da combinação ativa, é necessário recorrer ao corte da produção eólica e, em último recurso, cortar na produção hídrica ou geotérmica. As unidades térmicas geram dentro da sua gama de funcionamento mas, ao desperdiçar produção renovável, aumenta o custo operacional do sistema.

Nesta dissertação também foram comparados os despachos realizados para diversos riscos de operação, verificando-se que, à medida que o risco aumentava, o foco do operador deixava de ser a fiabilidade do sistema e gradualmente passava a ser a otimização do consumo de combustível. Um risco elevado está associado a uma maior probabilidade de violação dos limites técnicos dos grupos geradores e a um menor custo operacional, enquanto

um risco reduzido contribui para uma maior segurança do sistema, salvaguardando uma maior reserva girante, o que provoca um aumento dos custos de operação.

Outro objetivo desta dissertação consistiu em realizar uma análise comparativa entre a produção térmica real e os limites técnicos das combinações ativas para cada hora do caso de estudo. Este teste teve o intuito de verificar, para diferentes valores de risco, se a gama operacional dos grupos térmicos era respeitada quando comparada com a produção térmica real. Os limites eram violados mais vezes à medida que o risco de operação aumentava, tal como se previa.

Por fim, definiu-se que a produção térmica real seria o valor da carga a despachar através do algoritmo desenvolvido, testando a sua performance para os valores verdadeiramente verificados. Os resultados indicam um menor consumo de combustível quando a produção é escalonada através do algoritmo.

5.2 - Futuros desenvolvimentos

A meu ver, como trabalhos futuros, os possíveis melhoramentos que se podem realizar nesta dissertação estão relacionados com a inclusão de novas restrições na formulação do despacho económico e custos adicionais quando se transita entre combinações. O arranque das unidades térmicas exige uma adição de consumo de combustível, assim, ao incluir custos para cada gerador que entra em serviço, é necessário que o algoritmo determine se é vantajoso alterar a combinação ativa. Esta implicação não foi incluída no programa porque não existiam dados referentes ao combustível consumido no arranque das unidades térmicas.

Referências

- [1] Warsono, D. J. King, C. S. Ozveren, and D. A. Bradley, "Economic Load Dispatch Optimization of Renewable Energy in Power System Using Genetic Algorithm", in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, 2007, pp. 2174-2179.
- [2] Warsono, D. J. King, and C. S. Ozveren, "Economic Load Dispatch for a power system with renewable energy using Direct Search Method", in *Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International*, 2007, pp. 1228-1233.
- [3] F. M. Barbosa, "Exploração de sistemas eléctricos de energia", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2006.
- [4] Alternative Energy Industry. *World Energy Consumption*. Disponível em: <http://www.alternative-energy-news.info/technology/industry-news/>. Acesso em: 12/Maio/2013.
- [5] Mongabay. *World Renewable Energy Consumption, 1990-2030*. Disponível em: <http://rainforests.mongabay.com/energy/renewables.html>. Acesso em: 1/Junho/2013.
- [6] OilPrice. (12 de Julho de 2010). *Can Renewable Energy Really Satisfy Our Energy Needs*. Disponível em: <http://oilprice.com/Alternative-Energy/Renewable-Energy/Can-Renewable-Energy-Really-Satisfy-Our-Energy-Needs.html>. Acesso em: 1/Junho/2013.
- [7] EDP Energias de Portugal, *Dados Ibéricos 2011*. Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/Pages/DadosIbericos.aspx>. Acesso em: 28/Maio/2013.
- [8] APREN Associação de Energias Renováveis. *Peso das fontes de produção de eletricidade em Portugal em 2011 (com correção de hidraulicidade)*. Disponível em: <http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=268&cat=266>. Acesso em: 29/Maio/2013.
- [9] J. P. S. Catalão, *Electric Power Systems: Advanced Forecasting Techniques and Optimal Generation Scheduling*: CRC Press, 2012.
- [10] P. K. Nag, *Power Plant Engineering, 2e*: McGraw-Hill, 2002.
- [11] M. V. Guedes, "O Alternados Síncrono Trifásico nos Pequenos Aproveitamentos Hidroeléctricos", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1994.
- [12] REN Redes Energéticas Nacionais. *Diagrama de Produção Eólica*. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProdu%C3%A7%C3%A3oE%C3%B3lica.aspx>. Acesso em: 2/Junho/2013.

- [13] International Energy Agency, "Renewable Energy Essentials: Hydropower", 2010.
- [14] Woodbank Communications. (2005). *Hydroelectric Power*. Disponível em: http://www.mpoweruk.com/hydro_power.htm. Acesso em: 12/Maio/2013.
- [15] EWEA European Wind Energy Association, *Wind Energy-- the Facts: A Guide to the Technology, Economics and Future of Wind Power*: Earthscan, 2009.
- [16] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*: Wiley, 2005.
- [17] J. Peças Lopes, "Impacto da integração da geração eólica nas redes eléctricas (Redes de Distribuição e de Transporte) ", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Apontamentos da unidade curricular de Energia Eólica e Solar, 2007/2008.
- [18] C. B. Mayers. *Types of Wind Turbines*. Disponível em: <http://centurionenergy.net/types-of-wind-turbines>. Acesso em: 12/Maio/2013.
- [19] J. Peças Lopes, "Tipos de Aerogeradores, Modelização, Controlo e Protecções", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Apontamentos da unidade curricular de Energia Eólica e Solar, 2007/2008.
- [20] EWEA European Wind Energy Association, "The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012", Janeiro de 2013.
- [21] New York Times. (Janeiro de 2012). *Wind Power*. Disponível em: <http://topics.nytimes.com/top/news/business/energy-environment/wind-power/index.html>. Acesso em: 15/Maio/2013.
- [22] US Energy Information Administration, "Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2011", 2010.
- [23] M. Power. (8 de Fevereiro de 2013). *The Advantages and Challenges of Offshore Wind*. Disponível em: <http://www.makanipower.com/2013/02/the-advantages-and-challenges-of-offshore-wind/>. Acesso em: 12/Maio/2013.
- [24] EDP Energias de Portugal. (16 de Junho de 2012). *EDP e parceiros inauguram a primeira plataforma eólica portuguesa offshore*. Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/media/noticias/2012/Pages/inauguracaoWindfloat.aspx>. Acesso em: 22/Maio/2013.
- [25] IRENA International Renewable Energy Agency, "Renewable Power Generation Costs in 2012:An Overview", 2013.
- [26] L. D. Roper, "World Photovoltaic Energy", 2011.
- [27] I. Kaminska, "The exponential growth in solar consumption," *The financial Times*, Junho de 2012.
- [28] "Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação," Manual desenvolvido no projeto GREENPRO entre Fevereiro de 2002 e Janeiro 2004.
- [29] M. Kaltschmitt, W. Streicher, and A. Wiese, *Renewable Energy: Technology, Economics and Environment*: Springer London, Limited, 2007.
- [30] C. Monteiro, "Energia Solar Fotovoltaica - Características e componentes de sistemas FV", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Apontamentos da unidade curricular de Energia Eólica e Solar.

- [31] D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, "Analysis of factors influencing the annual energy production of photovoltaic systems," in *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, 2002, pp. 1356-1361.
- [32] L. Blodgett and K. Slack, "Basics of Geothermal Energy Production and Use", GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION, 2009.
- [33] US Geothermal Industry for Renewable Energy Task Force, "Briefing on Geothermal Energy", University of Utah, Energy and Geosciences Institute, 1997.
- [34] A. Holm, L. Blodgett, D. Jennejohn, and K. Gawell, "Geothermal Energy: International Market Update", Geothermal Energy Association, 2010.
- [35] I. B. Fridleifsson, R. Bertani, E. Huenges, J. W. Lund, A. Ragnarsson, L. Rybach, *et al.*, "The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change", 2009.
- [36] Energy Informative. *How a Geothermal Power Plant Generates Electricity*. Disponível em: <http://energyinformative.org/how-a-geothermal-power-plant-generates-electricity/>. Acesso em: 15/Maio/2013.
- [37] R. Pinto. *Central geotérmica*. Disponível em: http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Central_geot%C3%A9rmica. Acesso em: 15/Maio/2013.
- [38] US Department of Energy. *Electricity Generation*. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/geothermal/powerplants.html>. Acesso em: 15/Maio/2013.
- [39] Energy Commission. *Renewable energy post-2020 - plan for growth*. Disponível em: http://ec.europa.eu/news/energy/120608_en.htm. Acesso em: 16/Maio/2013.
- [40] European Environment Agency. *Potential growth in renewable energy relative to 2005*. Disponível em: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/potential-growth-in-renewable-energy>. Acesso em: 16/Maio/2013.
- [41] B. Ernst, F. Reyer, and J. Vanzetta, "Wind power and photovoltaic prediction tools for balancing and grid operation," in *Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium*, 2009, pp. 1-9.
- [42] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*: Wiley, 2003.
- [43] R. Doherty, E. Denny, and M. O'Malley, "System operation with a significant wind power penetration," in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, 2004, pp. 1002-1007 Vol.1.
- [44] Warsono, D. J. King, C. S. Ozveren, and D. A. Bradley, "Economic Load Dispatch Optimization of Renewable Energy in Power System Using Genetic Algorithm", University of Abertay Dundee, Scotland, 2007.
- [45] S. Faias, J. Sousa, and R. Castro, "Forecasting the Impact of Increasing Integration of Renewable Sources in the Power Unbalance during Peak and Off-Peak Hours", 2006.
- [46] R. Piwko, D. Osborn, R. Gramlich, G. Jordan, D. Hawkins, and K. Porter, "Wind energy delivery issues [transmission planning and competitive electricity market operation]", *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 3, pp. 47-56, 2005.

- [47] GALP Energia. *O negócio da eletricidade em Portugal*. Disponível em: <http://www.galpennergia.com/PT/agalpennergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-electricidade-em-Portugal.aspx>. Acesso em: 20/Maio/2013.
- [48] J. T. Saraiva, "Mercados de Electricidade - Uma Introdução," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Apontamentos da unidade curricular de Mercados e Qualidade, 2012.
- [49] L. B. Cruz, "A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português)."
- [50] C. Pizarro, "The effect of renewable energy production in the Spanish electricity market," Master Thesis, Department Foundations of Economic Analysis II, University of the Basque Country, 2011.
- [51] EWEA European Wind Energy Association, "Wind Energy and Electricity Prices. Exploring the "merit order effect"", 2010.
- [52] A. N. Laboratory, "Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009", 2009.
- [53] J. Esteves, "Energia Eólica e Gestão Técnica do Sistema Eléctrico: A Perspectiva da Regulação", 2010.
- [54] IRENA International Renewable Energy Agency, "RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES:COST ANALYSIS SERIES - Hydropower", Junho de 2012.
- [55] Renewable Energy World. (29 de Agosto de 2011). Disponível em: <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/08/renewables-investment-breaks-records?cmpid=SolarNL-Tuesday-August30-2011>. Acesso em: 21/Maio/2013.
- [56] A. Vasudev. (20 de Novembro de 2011). *The Levelized Cost of Electricity*. Disponível em: <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/vasudev1/>. Acesso em: 21/Maio/2013.
- [57] IRENA International Renewable Energy Agency, "RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES:COST ANALYSIS SERIES - Wind Power", Junho de 2012.
- [58] EWEA European Wind Energy Association, "The Economics of Wind Energy", 2009.
- [59] IRENA International Renewable Energy Agency, "RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES:COST ANALYSIS SERIES - Solar Photovoltaics", Junho de 2012.
- [60] IPCC, "IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation," 2011.
- [61] P. E. Onate and J. M. Ramirez, "Optimal operation of hydrothermal systems in the short term," in *Power Symposium, 2005. Proceedings of the 37th Annual North American*, 2005, pp. 113-119.
- [62] J. A. M. Sousa, "Despacho Económico de Grupos Térmicos de Produção de Energia Eléctrica ", Engenharia Electrotécnica e Automação, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2005.
- [63] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*: Wiley, 1996.

- [64] R. N. V., *Power System Operation & Control*: Pearson Education, 2010.
- [65] F. S. University, "EEL 6266 - Power System Operation and Control, Chapter 3: Numerical Methods for Economic Dispatch," Notas de leitura da unidade curricular de Engenharia Elétrica, 2002.
- [66] L. K. Kirchmayer, *Economic operation of power systems*: Wiley, 1958.
- [67] H. Leite and J. Peças Lopes, "Despacho com perdas - método dos coeficientes B", Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Apontamentos da unidade curricular de Supervisão e Controlo do Sistema Elétrico de Energia, Novembro de 2010.
- [68] N. Agrawal, S. Agrawal, K. K. Swarnkar, S. Wadhwani, and A. K. Wadhwani, "Economic Load Dispatch Problem with Ramp Rate Limit Using BBO", *International Journal of Information and Education Technology*, vol. Vol. 2, October 2012.
- [69] P. Jong-Bae, J. Yun-Won, S. Joong-Rin, and K. Y. Lee, "An Improved Particle Swarm Optimization for Nonconvex Economic Dispatch Problems", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. Vol. 25, pp. 156-166, 2010.
- [70] K. Y. Lee and P. Jong-Bae, "Application of Particle Swarm Optimization to Economic Dispatch Problem: Advantages and Disadvantages", in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, 2006, pp. 188-192.
- [71] EDA Eletricidade dos Açores, "Caracterização das redes de transporte e distribuição de energia elétrica da região autónoma dos Açores - Situação em 31 de Dezembro de 2012", Março de 2013.

Anexo A

Caracterização do sistema elétrico da ilha de São Miguel

Neste anexo é apresentada uma descrição da topologia e modo de funcionamento do sistema elétrico da ilha de São Miguel, situada no arquipélago dos Açores. O seu sistema elétrico, tal como o resto das ilhas do arquipélago, encontra-se sob exploração do grupo Eletricidade dos Açores (EDA).

No último dia do ano de 2012, o sistema elétrico da ilha era constituído por onze centrais de produção de energia elétrica e por onze subestações, enquanto o sistema de transporte e distribuição era composto por uma rede de transporte a 60 kV e por uma rede de distribuição MT com níveis de tensão de 10 e 30 kV [71].

Segundo [71], o sistema electroprodutor da ilha de S. Miguel é constituído pela Central Termoelétrica do Caldeirão (CTCL), pelas Centrais Geotérmicas da Ribeira Grande (CGRG) e Pico Vermelho (CGPV), pelo Parque Eólico dos Graminhais (PEGR) pelas Centrais Hídricas dos Túneis (CHTN), Tambores (CHTB), Fábrica Nova (CHFN), Canário (CHCN), Foz da Ribeira (CHFR), Ribeira da Praia (CHRP) e Salto do Cabrito (CHSC) [71]. Os dados referentes a estas centrais são apresentados na Tabela A.1.

Tabela A.1 - Dados referentes às centrais de produção de energia elétrica da ilha de S. Miguel [71].

Centrais de Produção de Energia Eléctrica							
Sigla	Fonte Primária	Grupos Geradores			Transformadores de Acoplamento		
		Tensão de Geração (kV)	Unidades	Pot. Instalada (MW)	Relação Transformação	Unidades	Pot. Instalada (MVA)
CTCL	Térmica - Fuel	11	4	67 280	11/60 kV	4	92,00
		6,3	4	30 784	6,3/60 kV	4	40,00
CGRG	Geotérmica	10	4	16 600	*	*	*
CGPV	Geotérmica	11	1	13 000	11/30 kV	1	17,00
PEGR	Eólica	0,4	10	9 000	0,4/30 kV	10	10,00
CHTN	Hídrica	6	1	1 658	6/30 kV	1	2,00
CHTB	Hídrica	0,4	1	94	0,4/30 kV	1	0,16
CHFN	Hídrica	3	1	608	3/30 kV	1	0,50
CHCN	Hídrica	0,4	1	400	0,4/30 kV	1	0,50
CHFR	Hídrica	0,4	1	800	0,4/30 kV	1	1,00
CHRP	Hídrica	0,4	1	800	0,4/30 kV	1	1,00
CHSC	Hídrica	0,4	1	670	0,4/30 kV	1	1,00
Total	*	*	30	141 694	*	26	165,16

O Parque Eólico dos Graminhais (PEGR) foi a mais recente integração no sistema eletroprodutor da ilha de São Miguel. Este parque apenas entrou em serviço no início do ano de 2012, contando com uma potência instalada de 9 MW. Na Figura A.1 é possível observar a divisão da potência instalada na ilha, que ultrapassa, atualmente, os 141 MW.

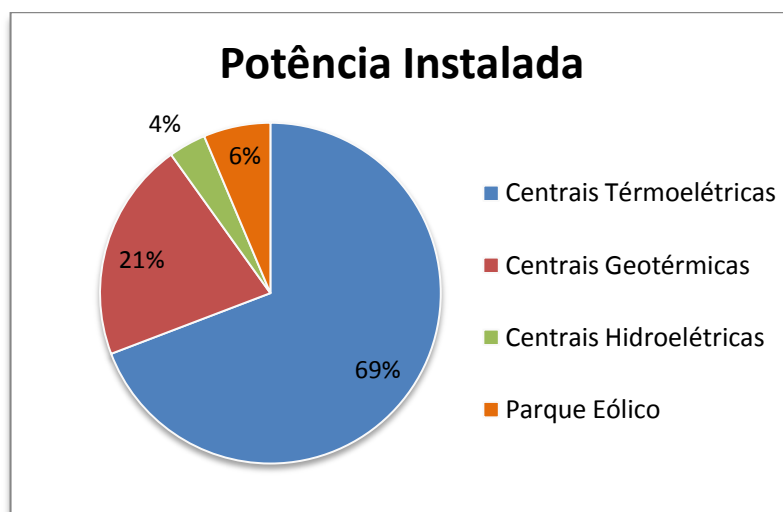


Figura A.1 - Divisão da potência instalada na ilha.

Como é possível observar na Figura A.1, as centrais hídricas existem em grande número na ilha, no entanto, a sua capacidade instalada é bastante baixa. As centrais geotérmicas, por outro lado, possuem uma cota considerável da potência total instalada. O recurso geotérmico é abundante e com a qualidade suficiente para produzir grandes quantidades de energia, tornando-se bastante importante na operação do sistema electroprodutor da ilha.

Em relação à rede de transporte AT 60 kV, esta é constituída por sete subestações AT/MT: Caldeirão (SECL), Milhafres (SEMF), Lagoa (SELG), Foros (SEFO), Ponta Delgada (SEPD), Aeroporto (SEAE) e São Roque (SESR). A rede de distribuição MT, por sua vez, contém duas subestações: Vila Franca (SEVF) e Sete Cidades (SESC) [71]. Na Tabela A.2 são apresentados os dados referentes a estas subestações

Tabela A.2 - Dados referentes às subestações da ilha de S. Miguel [71].

Subestações			
Sigla	Relação de Transformação	Número de Transformadores	Potência Instalada (MVA)
SECL	60/30 kV	1	12,50
SEMF	60/30 kV	2	25,00
SELG	60/30 kV	1	12,50
	60/10 kV	2	16,25
SEFO	60/30 kV	1	12,50
	60/10 kV	3	20,00
SEVF	30/10 kV	2	10,00
SEPD	60/10 kV	2	40,00
SEAE	60/10 kV	1	20,00
SESR	60/10 kV	2	22,50
SESC	30/10 kV	1	0,50
SERG	10/60 kV	2	16,00
Total	-	20	207,75

As disposições destas subestações podem ser visualizadas na Figura A.2.



Figura A.2 - Disposição das subestações pelo território da ilha de S. Miguel [71].

A rede de transporte AT/MT é constituída por uma rede AT de 60 kV com exploração em anel e por uma linha MT de 30 kV que liga a Central Geotérmica do Pico Vermelho (CGPV) à Subestação dos Foros (SEFO). A geração da Central Termoelétrica do Caldeirão (CTCL) e da Central Geotérmica da Ribeira Grande (CGRG) é injetada diretamente, e na totalidade, na rede de transporte AT de 60 kV.

A rede de distribuição MT funciona com um nível de tensão de 10 kV nas cidades de Ponta Delgada e Ribeira Grande, nas vilas da Lagoa e de Vila Franca e na freguesia das Sete Cidades. As restantes localidades, no entanto, são abastecidas por outra rede de distribuição, com um nível de tensão de 30 kV.

Em relação ao consumo mensal ilustrado no gráfico da Figura A.3, verifica-se que este atingiu o seu pico no final de Agosto, ultrapassando os 34 000 MWh. Uma das possíveis razões para isto acontecer prende-se ao facto da ilha sobreviver muito à custa do turismo, acentuando-se um aumento do consumo de eletricidade nos meses de Verão, período em que um elevado número de pessoas aproveita para passar férias.

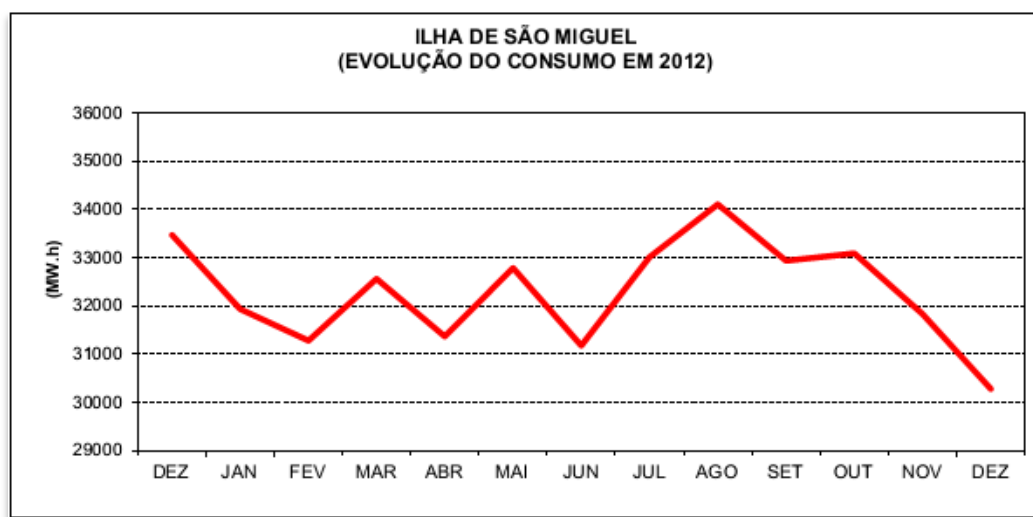


Figura A.3 - Evolução do consumo da ilha de S. Miguel, em 2012 [71].

Analisando o consumo em horas de ponta e de vazio (Figura A.4), observa-se que, em 2012, o valor mais elevado para horas de ponta é atingido em Agosto, aproximando-se dos 70 000 kW. Nas horas de vazio verifica-se um comportamento praticamente constante, em que os valores rondam os 30 000 kW, com a exceção do mês de Agosto, em que o valor mensal é ligeiramente superior.

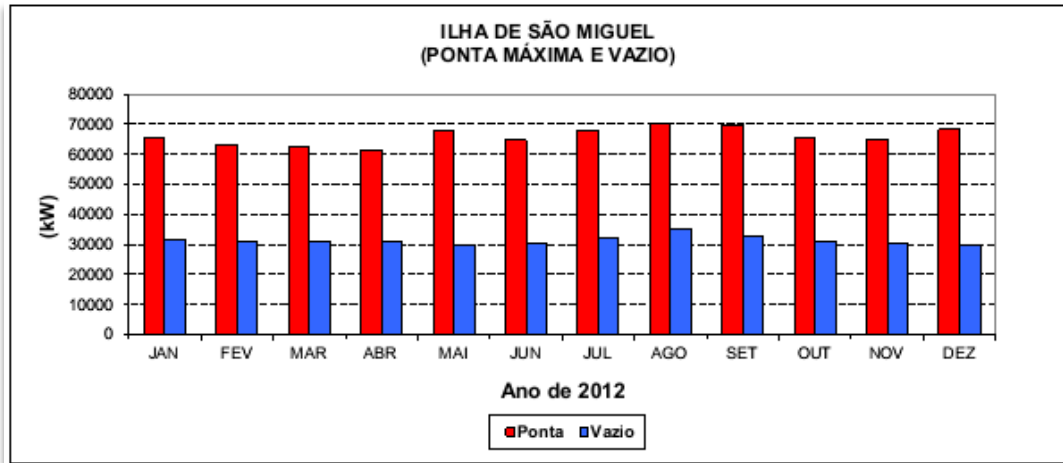


Figura A.4 - Evolução da Ponta e Vazio na ilha de S. Miguel, no ano de 2011 [71].

Para a operação do sistema electroprodutor da ilha, torna-se também importante ter conhecimento dos diagramas de carga típicos consoante as épocas sazonais. Recorrendo aos dados fornecidos pela EDA, é possível clarificar o tipo de diagramas de carga referentes à ilha de São Miguel.

Os digramas são referentes aos dias típicos de Primavera (16, 19 e 20 de Maio), Verão (18, 19 e 22 de Agosto), Outono (17, 20 e 21 de Outubro) e Inverno (19, 22 e 23 de Dezembro). Em todos estes se verifica uma tendência, ou seja, o consumo nos dias da semana é sempre maior do que nos dias de fim-de-semana e o consumo ao Sábado é maior do que no Domingo, independentemente da época do ano. Isso pode ser confirmado na Figura A.5.

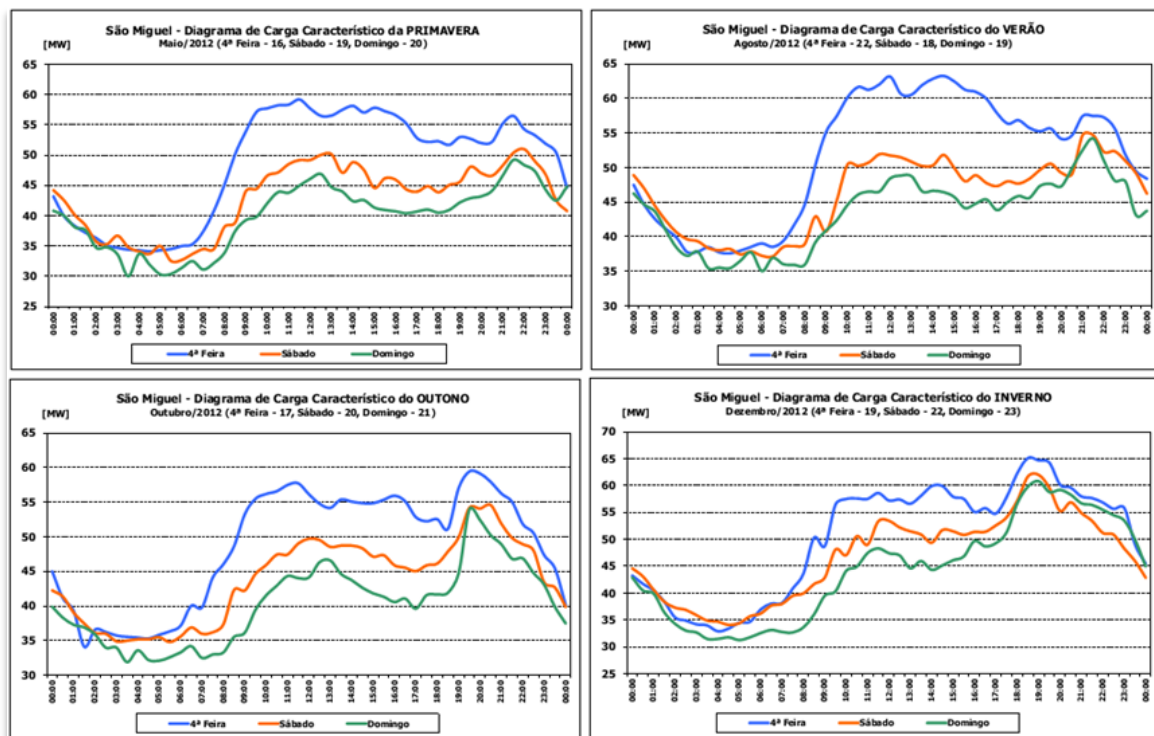


Figura A.5 - Diagramas de carga para diferentes dias do ano de 2012 [71].

Para que toda a carga do sistema seja alimentada, o operador do sistema recorrer às várias tecnologias de produção de energia elétrica disponíveis na ilha. Na Figura A.6 está representada a quantidade de potência gerada por cada tecnologia em diferentes dias do ano.

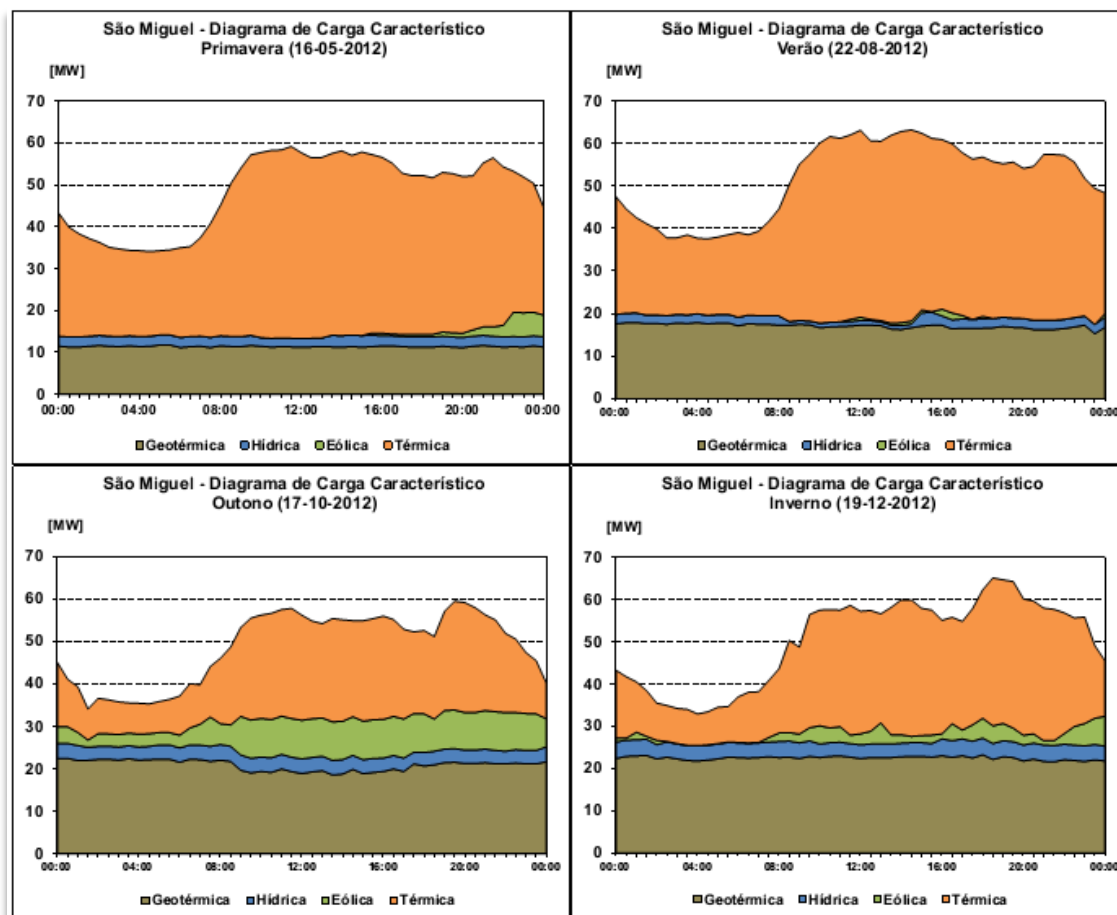


Figura A.6 - Produção de cada tecnologia para diferentes dias do ano [71].

A produção geotérmica é das produções mais constantes dentro das renováveis, no entanto, verifica-se que a sua produção é bastante maior no Outono e Inverno comparativamente às primeiras duas estações do ano. A produção geotérmica está a cargo da CGRG e CGPV. Segundo os dados disponibilizados, percebe-se que até meados de Agosto de 2012 apenas funcionou CGPV, existindo problemas com a restante central. Nesse período, a produção geotérmica rondou os 12 MWh, existindo uma tentativa falhada de voltar a colocar a central avariada de volta ao ativo. Quando a CGRG voltou a estar operacional, a produção total passou a rondar os 22 MWh, tal como é possível observar na Figura A.7.

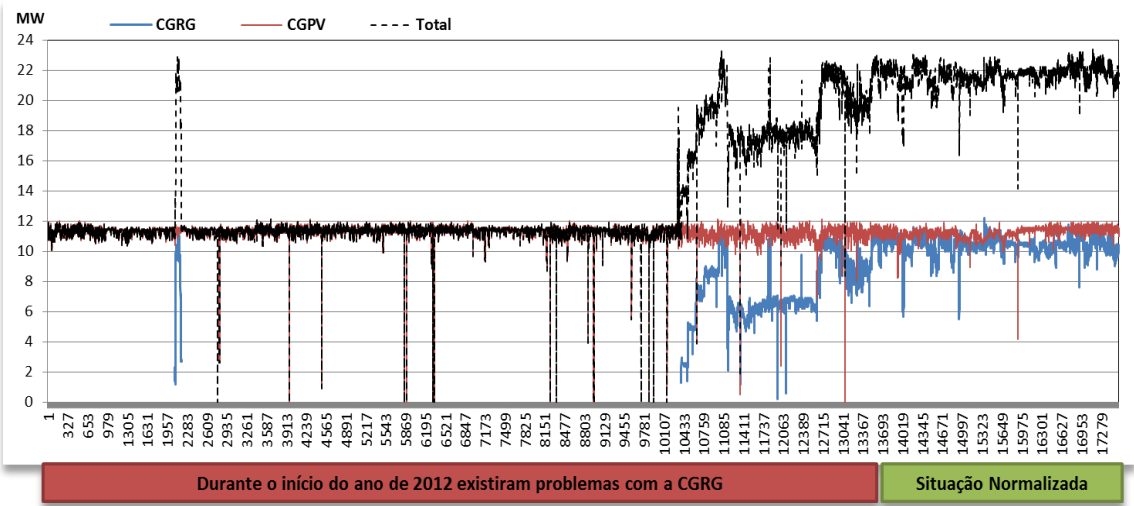


Figura A.7 - Produção geotérmica, em 2012.

Anexo B

Resultados para cada hora do caso de estudo

Tabela B.1 - Combinações ativas de grupos térmicos para cada hora do caso de estudo, considerando os três cenários propostos e a produção real.

Hora	Combinação ativa			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Real
06-12-2012 00:00	3G1 ^a	3G1 ^a	1G2 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 01:00	1G2 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 02:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 03:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 04:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 05:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 06:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 07:00	3G1 ^a	3G1 ^a	1G2 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 08:00	4G1 ^a	1G1 ^a -1G2 ^a	1G1 ^a -1G2 ^a	1G2 ^a
06-12-2012 09:00	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 10:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 11:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 12:00	3G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 13:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 14:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 15:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 16:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 17:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 18:00	3G2 ^a	3G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	3G2 ^a
06-12-2012 19:00	3G2 ^a	3G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	3G2 ^a
06-12-2012 20:00	3G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a
06-12-2012 21:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 22:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
06-12-2012 23:00	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 00:00	3G1 ^a	3G1 ^a	1G1 ^a -1G2 ^a	1G1 ^a -1G2 ^a

07-12-2012 01:00	3G1 ^a	3G1 ^a	3G1 ^a	1G2 ^a
07-12-2012 02:00	3G1 ^a	1G2 ^a	1G2 ^a	1G2 ^a
07-12-2012 03:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
07-12-2012 04:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
07-12-2012 05:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
07-12-2012 06:00	2G1 ^a	2G1 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
07-12-2012 07:00	1G2 ^a	1G2 ^a	2G1 ^a	1G2 ^a
07-12-2012 08:00	3G1 ^a	3G1 ^a	3G1 ^a	1G2 ^a
07-12-2012 09:00	4G1 ^a	4G1 ^a	2G2 ^a	1G1 ^a -1G2 ^a
07-12-2012 10:00	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 11:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 12:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 13:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 14:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 15:00	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 16:00	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 17:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 18:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 19:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 20:00	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 21:00	1G1 ^a -2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a
07-12-2012 22:00	2G2 ^a	2G2 ^a	2G2 ^a	1G1 ^a -1G2 ^a
07-12-2012 23:00	4G1 ^a	4G1 ^a	1G1 ^a -1G2 ^a	1G1 ^a -1G2 ^a

Tabela B.2 - Consumo de combustível (gr) para cada hora do caso de estudo, considerando o despacho real e o despacho resultante do algoritmo desenvolvido.

Hora	Algoritmo desenvolvido	Real
06-12-2012 00:00	2 958 012	2 958 012
06-12-2012 01:00	2 097 117	2 097 117
06-12-2012 02:00	2 115 500	2 115 500
06-12-2012 03:00	1 861 232	1 861 232
06-12-2012 04:00	1 843 325	1 843 325
06-12-2012 05:00	1 969 388	1 969 388
06-12-2012 06:00	2 282 477	2 282 477
06-12-2012 07:00	2 414 252	2 414 252
06-12-2012 08:00	3 383 325	3 383 325
06-12-2012 09:00	5 365 600	5 365 600
06-12-2012 10:00	5 876 266	5 876 266
06-12-2012 11:00	6 135 909	6 135 909
06-12-2012 12:00	6 256 713	6 256 713
06-12-2012 13:00	5 916 024	5 916 024
06-12-2012 14:00	6 500 157	6 500 157

06-12-2012 15:00	6 236 536	6 236 536
06-12-2012 16:00	6 297 117	6 297 117
06-12-2012 17:00	6 196 234	6 196 234
06-12-2012 18:00	7 792 362	7 816 176
06-12-2012 19:00	8 042 346	8 067 826
06-12-2012 20:00	7 447 785	7 447 347
06-12-2012 21:00	6 684 346	6 684 346
06-12-2012 22:00	5 777 169	5 777 169
06-12-2012 23:00	5 628 713	5 628 713
07-12-2012 00:00	3 830 301	3 830 303
07-12-2012 01:00	2 624 693	2 624 693
07-12-2012 02:00	1 674 232	1 673 943
07-12-2012 03:00	2 338 748	2 338 748
07-12-2012 04:00	2 170 853	2 170 853
07-12-2012 05:00	2 226 512	2 226 512
07-12-2012 06:00	2 644 028	2 644 028
07-12-2012 07:00	3 098 117	3 098 117
07-12-2012 08:00	3 301 157	3 301 157
07-12-2012 09:00	4 802 747	4 801 123
07-12-2012 10:00	5 210 784	5 210 784
07-12-2012 11:00	5 639 146	5 639 146
07-12-2012 12:00	5 443 416	5 443 416
07-12-2012 13:00	5 513 009	5 513 009
07-12-2012 14:00	5 462 913	5 462 913
07-12-2012 15:00	5 385 029	5 385 029
07-12-2012 16:00	5 268 713	5 268 713
07-12-2012 17:00	5 365 600	5 365 600
07-12-2012 18:00	6 479 776	6 479 776
07-12-2012 19:00	6 479 776	6 479 776
07-12-2012 20:00	5 658 813	5 658 813
07-12-2012 21:00	5 307 417	5 307 417
07-12-2012 22:00	4 512 334	4 512 336
07-12-2012 23:00	3 889 380	3 889 382
TOTAL	220 685 393	220 732 343

Anexo C

Base de conhecimento

Neste anexo, são apresentados todos os dados que constituem a base de conhecimento da Central Termoelétrica do Caldeirão. A base de conhecimento inclui, para todas as combinações possíveis de grupos geradores, as expressões relativas à produção de cada um dos grupos, consumo marginal e consumo total do sistema, em que todas elas são apenas dependentes do valor da carga L (carga alimentada pelos grupos térmicos). Para facilitar a análise dos dados, considera-se que os grupos da primeira classe entram em serviço respeitando a seguinte ordem: G1-G2-G3-G4, enquanto os grupos da segunda classe seguem: G5-G6-G7-G8, tal como aconteceu no Capítulo 4.

Devido ao elevado número de dados, a base de conhecimento foi dividida em três domínios: curva ótima, extensão do seu mínimo e extensão do seu máximo. O domínio da extensão do mínimo da curva ótima refere-se ao intervalo em que os grupos da segunda classe atingem o seu mínimo e são os grupos da restante classe os responsáveis por acompanhar as variações de carga. O domínio da extensão do máximo, por seu lado, refere-se ao intervalo em que os grupos da primeira classe operam no seu máximo, obrigando os grupos da primeira classe a colmatar as flutuações da carga. Quando as combinações são somente compostas por elementos da mesma classe, apenas existe o domínio da curva ótima, conforme foi explicado no Capítulo 3.

Tabela C.1 - Base de conhecimento. Domínio da curva ótima.

Comb.	Intervalo (kW)		Produção de cada grupo gerador (y=a*L+b) (kW)																λ_{eq} (y=a*L+b) (gr/kWh)		CSeq (y=a*L ² +b*L+c) (gr/h)		
	De	Até	G1		G2		G3		G4		G5		G6		G7		G8		a	b	a	b	c
1G2#	8410	16500	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0.0034	150	0.0017	150	445500
2G2#	16820	33000	0	0	0	0	0	0	0	0	0.5	0	0	0.5	0	0	0	0	0.0017	150	0.00085	150	891000
3G2#	25230	49500	0	0	0	0	0	0	0	0	0.33333	0	0.33333	0	0.33333	0	0	0	0.0011	150	0.00055	150	1336500
4G2#	33640	66000	0	0	0	0	0	0	0	0	0.25	0	0.25	0	0.25	0	0.25	0	0.0008	150	0.0004	150	1782000
1G1#	3848	7200	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0078	160	0.0039	160	172800
2G1#	7696	14400	0.5	0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0039	160	0.00195	160	345600
3G1#	11544	21600	0.33333	0	0.33333	0	0.33333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0026	160	0.0013	160	518400
4G1#	15392	28800	0.25	0	0.25	0	0.25	0	0.25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0019	160	0.00095	160	691200
1G1#-1G2#	15594.3	22425.4	0.30411	-894.454	0	0	0	0	0	0	0.69589	894.454	0	0	0	0	0	0	0.00237	153.04	0.00118	153.04	613828
1G1#-2G2#	27340.6	38925.4	0.17932	-1054.85	0	0	0	0	0	0	0.41034	527.426	0.41034	527.426	0	0	0	0	0.0014	151.79	0.0007	151.79	1058526
1G1#-3G2#	39086.9	55425.4	0.12715	-1121.91	0	0	0	0	0	0	0.29095	373.972	0.29095	373.972	0.29095	373.972	0	0	0.00099	151.27	0.00049	151.27	1.50E+06
1G1#-4G2#	50833.2	71925.4	0.09849	-1158.75	0	0	0	0	0	0	0.22538	289.687	0.22538	289.687	0.22538	289.687	0.22538	289.687	0.00077	150.98	0.00038	150.98	1949006
2G1#-1G2#	19442.3	28350.9	0.2332	-685.871	0.2332	-685.871	0	0	0	0	0.53361	1371.74	0	0	0	0	0	0	0.00181	154.66	0.00091	154.66	784241
2G1#-2G2#	31188.6	44850.9	0.15206	-894.454	0.15206	-894.454	0	0	0	0	0.34794	894.454	0.34794	894.454	0	0	0	0	0.00118	153.04	0.00059	153.04	1227655
2G1#-3G2#	42934.9	61350.9	0.11281	-995.355	0.11281	-995.355	0	0	0	0	0.25813	663.57	0.25813	663.57	0.25813	663.57	0	0	0.00088	152.26	0.00044	152.26	1672146
2G1#-4G2#	54681.2	77850.9	0.08966	-1054.85	0.08966	-1054.85	0	0	0	0	0.20517	527.426	0.20517	527.426	0.20517	527.426	0.20517	527.426	0.0007	151.79	0.00035	151.79	2117051
3G1#-1G2#	23290.3	34276.3	0.1891	-556.174	0.1891	-556.174	0.1891	-556.174	0	0	0.4327	1668.52	0	0	0	0	0	0	0.00147	155.67	0.00074	155.67	955557
3G1#-2G2#	35036.6	50776.3	0.13199	-776.398	0.13199	-776.398	0.13199	-776.398	0	0	0.30202	1164.6	0.30202	1164.6	0	0	0	0	0.00103	153.96	0.00051	153.96	1397754
3G1#-3G2#	46782.9	67276.3	0.10137	-894.454	0.10137	-894.454	0.10137	-894.454	0	0	0.23196	894.454	0.23196	894.454	0.23196	894.454	0	0	0.00079	153.04	0.00039	153.04	1841483
3G1#-4G2#	58529.2	83776.3	0.08228	-968.054	0.08228	-968.054	0.08228	-968.054	0	0	0.18829	726.041	0.18829	726.041	0.18829	726.041	0.18829	726.041	0.00064	152.47	0.00032	152.47	2285879
4G1#-1G2#	27138.3	40201.8	0.15903	-467.727	0.15903	-467.727	0.15903	-467.727	0.15903	-467.727	0.36389	1870.91	0	0	0	0	0	0	0.00124	156.36	0.00062	156.36	1127345
4G1#-2G2#	38884.6	56701.8	0.1166	-685.871	0.1166	-685.871	0.1166	-685.871	0.1166	-685.871	0.2668	1371.74	0.2668	1371.74	0	0	0	0	0.00091	154.66	0.00045	154.66	1568483
4G1#-3G2#	50630.9	73201.8	0.09204	-812.128	0.09204	-812.128	0.09204	-812.128	0.09204	-812.128	0.21061	1082.84	0.21061	1082.84	0.21061	1082.84	0	0	0.00072	153.68	0.00036	153.68	2011457
4G1#-4G2#	62377.2	89701.8	0.07603	-894.454	0.07603	-894.454	0.07603	-894.454	0.07603	-894.454	0.17397	894.454	0.17397	894.454	0.17397	894.454	0.17397	894.454	0.00059	153.04	0.0003	153.04	2455311

Tabela C.2 - Base de conhecimento. Domínio da extensão do mínimo da curva ótima.

Comb.	Intervalo (kW)		Produção de cada grupo gerador (Y=a*L+b) (kW)																λeq (Y=a*L+b) (€/kWh)		CSeq (Y=a*L+2*b*L+c) (€/h)		
	De	Até	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	c				
1G2²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
2G2²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
3G2²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
4G2²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
1G1²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
2G1²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
3G1²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
4G1²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
1G1²-1G2²	12528	15594,3	0	3848	0	0	0	0	0	0	1	-3848	0	0	0	0	0,0034	136,92	0,0017	136,917	739552		
1G1²-2G2²	20668	27340,6	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,5	-1924	0,5	-1924	0	0	0,0017	136,917	0,00085	143,458	1172466		
1G1²-3G2²	29078	39086,9	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,33333	-1282,67	0,33333	-1282,67	0,33333	-1282,67	0	0,00113	145,639	0,00057	145,639	161E+06	
1G1²-4G2²	37488	50833,2	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,25	-962	0,25	-962	0,25	-962	0,25	0,00085	146,729	0,00043	146,729	2057173	
2G1²-1G2²	16106	19442,3	0	3848	0	0	0	0	0	0	1	-3848	0	0	0	0	0,0034	123,834	0,0017	123,834	1083948		
2G1²-2G2²	24516	31188,6	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,5	-1924	0,5	-1924	0	0	0,0017	136,917	0,00085	136,917	1479103		
2G1²-3G2²	32926	42934,9	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,33333	-1282,67	0,33333	-1282,67	0,33333	-1282,67	0	0,00113	141,278	0,00057	141,278	1807822	
2G1²-4G2²	41336	54681,2	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,25	-962	0,25	-962	0,25	-962	0,25	0,00085	143,458	0,00043	143,458	2344931	
3G1²-1G2²	19954	23290,3	0	3848	0	0	0	0	0	0	1	-3848	0	0	0	0	0,0034	110,75	0,0017	110,75	1478688		
3G1²-2G2²	28364	35036,6	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,5	-1924	0,5	-1924	0	0	0,0017	130,375	0,00085	130,375	1810913		
3G1²-3G2²	36774	46782,9	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,33333	-1282,67	0,33333	-1282,67	0,33333	-1282,67	0	0,00113	136,917	0,00057	136,917	2218655	
3G1²-4G2²	45184	58529,2	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,25	-962	0,25	-962	0,25	-962	0,25	0,00085	140,188	0,00043	140,188	2645276	
4G1²-1G2²	23802	27138,3	0	3848	0	0	0	0	0	0	1	-3848	0	0	0	0	0,0034	97,6672	0,0017	97,6672	1923772		
4G1²-2G2²	32212	38884,6	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,5	-1924	0,5	-1924	0	0	0,0017	123,834	0,00085	123,834	2167895		
4G1²-3G2²	40622	50630,9	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,33333	-1282,67	0,33333	-1282,67	0,33333	-1282,67	0	0,00113	132,556	0,00057	132,556	2546270	
4G1²-4G2²	49032	62377,2	0	3848	0	0	0	0	0	0	0,25	-962	0,25	-962	0,25	-962	0,25	0,00085	136,917	0,00043	136,917	2958207	

Tabela C.3 - Base de conhecimento. Domínio da extensão do máximo da curva ótima.

Comb.	Intervalo (kW)		Produção de cada grupo gerador (y=a*L+b) (kW)																λeq (y=a*L+b) (gr/kWh)	CSeq (y=a*L²+b*L+c) (gr/h)			
	De		Até		G1		G2		G3		G4		G5		G6		G7			G8			
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b		a	b	c	
1G2#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2G2#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3G2#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4G2#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1G1#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2G1#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3G1#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4G1#	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1G1#-1G2#	22425.4	23700	1	-16500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16500	0	0	0	0	0.00778	31.63	0.00389	31.63	1975178
1G1#-2G2#	38925.4	40200	1	-16500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	0	0.00778	-96.74	0.00389	-96.74	5895660
1G1#-3G2#	55425.4	56700	1	-16500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	16500	0.00778	-225.11	0.00389	-225.11	1.19E+07
1G1#-4G2#	71925.4	73200	1	-16500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	16500	0.00778	-353.48	0.00389	-353.48	20090940
2G1#-1G2#	28350.9	30900	0.5	-8250	0.5	-8250	0	0	0	0	0	0	0	16500	0	0	0	0	0.00389	95.815	0.00195	95.815	1618451
2G1#-2G2#	44850.9	47400	0.5	-8250	0.5	-8250	0	0	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	0	0.00389	31.63	0.00195	31.63	3950355
2G1#-3G2#	61350.9	63900	0.5	-8250	0.5	-8250	0	0	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	16500	0.00389	-32.555	0.00195	-32.555	7341311
2G1#-4G2#	77850.9	80400	0.5	-8250	0.5	-8250	0	0	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	16500	0.00389	-96.74	0.00195	-96.74	11791320
3G1#-1G2#	34276.3	38100	0.33333	-5500	0.33333	-5500	0.33333	-5500	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	0	0.00259	117.21	0.0013	117.21	1614743
3G1#-2G2#	50776.3	54600	0.33333	-5500	0.33333	-5500	0.33333	-5500	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	0	0.00259	74.42	0.0013	74.42	3417120
3G1#-3G2#	67276.3	71100	0.33333	-5500	0.33333	-5500	0.33333	-5500	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	16500	0.00259	31.63	0.0013	31.63	5925533
3G1#-4G2#	83776.3	87600	0.33333	-5500	0.33333	-5500	0.33333	-5500	0	0	0	0	0	16500	0	16500	0	16500	0.00259	-11.16	0.0013	-11.16	9139980
4G1#-1G2#	40201.8	45300	0.25	-4125	0.25	-4125	0.25	-4125	0.25	-4125	0	-4125	0.25	16500	0	16500	0	0	0.00195	127.908	0.00097	127.91	1699288
4G1#-2G2#	56701.8	61800	0.25	-4125	0.25	-4125	0.25	-4125	0.25	-4125	0	-4125	0.25	16500	0	16500	0	0	0.00194	95.815	0.00097	95.815	3236903
4G1#-3G2#	73201.8	78300	0.25	-4125	0.25	-4125	0.25	-4125	0.25	-4125	0	-4125	0.25	16500	0	16500	0	16500	0.00194	63.7225	0.00097	63.723	5304043
4G1#-4G2#	89701.8	94800	0.25	-4125	0.25	-4125	0.25	-4125	0.25	-4125	0	-4125	0.25	16500	0	16500	0	16500	0.00194	31.63	0.00097	31.63	7900710